

Las tarifas de transporte y distribución aumentan 6% promedio

Página 8

Pymes podrán comprar gas a distribuidoras mientras persista la emergencia sanitaria

Página 6

Energía fijó pautas para la exportación en firme de gas natural en verano

Página 11

Biden le apunta a la OPEP, tras la caída de la producción de petróleo en EE.UU.

Página 20

Aumenta la importación de gas boliviano

Página 3

Neuquen post-conflicto Activan tareas para recuperar la producción a las puertas del invierno



Casi inmediatamente después de la rehabilitación de rutas y caminos de acceso a los yacimientos neuquinos de Vaca Muerta, las principales productoras de petróleo y gas natural en esos reservorios encararon las tareas de super-

visión del personal, equipos, materiales e insumos aplicados a la actividad que, durante mayo, debería recuperar niveles de normalidad.

Atrás quedaron 22 días de un conflicto social que empezó con un reclamo de tra-

bajadores del sector Salud al gobierno de Neuquén, por salarios y condiciones laborales, y que luego escaló con la participación de otros protagonistas, convocados y autoconvocados.

Página 2



COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

Total invierte en gas natural para reducir la huella de carbono de la matriz energética global



Neuquén post-conflicto: Se activan tareas para recuperar la producción a las puertas del invierno

Por Santiago Magrone

Casi inmediatamente después de la rehabilitación de rutas y caminos de acceso a los yacimientos neuquinos de Vaca Muerta, las principales productoras de petróleo y gas natural en esos reservorios encararon las tareas de supervisión del personal, equipos, materiales e insumos aplicados a la actividad que, durante mayo, debería recuperar niveles de normalidad.

Atrás quedaron 22 días de un conflicto social que empezó con un reclamo de trabajadores del sector Salud al gobierno de Neuquén, por salarios y condiciones laborales, y que luego escaló con la participación de otros protagonistas, convocados y autoconvocados.

Desescalar dicho conflicto fue ardua tarea, se reconoció una mejora sustantiva de los ingresos para este sector. Quedó planteado el interrogante de si la Administración de Omar Gutiérrez no hubiera podido evitar el descalabro productivo en la actividad hidrocarburífera de haber estado más atento con un sector clave en plena emergencia sanitaria por la pandemia del Covid 19.

Las secuelas en el desarrollo del Plan Gas Ar, activado por el gobierno nacional, se harán evidentes en las cuentas fiscales como consecuencia de la merma productiva en el mes pasado. Recuperar niveles de producción en mayo resulta esencial para afrontar lo mejor posible la demanda invernal.

Al respecto, cabe consignar datos relevados por NCS Multistage referidos a la cantidad de etapas de fractura realizadas en pozos de Vaca Muerta en abril, 239 entre todas las operadoras (YPF, Pluspetrol, Tecpetrol, PAE, Shell), contra 733 realizadas



en marzo. De hecho, la prolongación del conflicto determinó hasta el cierre de pozos toda vez que se había tornado imposible evacuar el crudo de los yacimientos hacia las plantas de tratamiento, y un freno a la producción de más gas, cuya inyección requería completar la conectividad de los nuevos pozos, que también estuvo demorada.

Pérdidas para las empresas también en sus exportaciones de crudo- pérdida de ingresos por regalías para la propia provincia, y pérdidas para el Estado nacional en tanto deberá suplir gas natural local por mayores volúmenes de gas importado (GNL), más caro, e importar más líquidos (Gas Oil y Fuel Oil) para alimentar a usinas generadoras.

Restablecer la actividad productiva en la industria petrolera implica además una

coordinación con las empresas de insumos y servicios, no sólo en la secuencia de la provisión contratada, sino también de los pagos correspondientes. Las Pymes del sector están atentas al respecto.

Otra cuestión que está pendiente de resolución es la salarial de los trabajadores petroleros cuyos gremios incluso habían anunciado un paro, que quedó suspendido en el marco de una Conciliación Obligatoria dispuesta por el Ministerio de Trabajo.

Las empresas nucleadas en la CEPH advirtieron en plena crisis operativa que "los bloqueos y cortes de ruta impidieron la puesta en producción (en tiempo y forma estimados) de nuevos pozos indispensables para abastecer las necesidades de gas y petróleo de este invierno en nuestro país, a tra-

vés de las tareas de perforación, terminación y conexión de los mismos. Sin poder recibir gasoil e insumos tanto para los equipos de perforación como para los equipos de fractura". Vaca Muerta tenía paralizados 25 equipos de perforación y 6 de fractura (terminación de pozos).

Los empresarios petroleros señalaron que la situación afectará a la secuencia de las inversiones previstas para recuperar niveles de producción de gas y petróleo para abastecer a hogares e industrias ante el próximo invierno, de acuerdo a los compromisos previstos en el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024.

Desde la CEPH se remarcó que "el impacto inmediato es claro: el retraso en el desarrollo de nuevos pozos

obligará a importar con urgencia más combustibles líquidos o Gas Natural Licuado a través de los barcos regasificadores, por un costo adicional para la balanza comercial argentina".

Considerando dos de las tres semanas que duraron los bloqueos (hasta el 20/4) la CEPH calculaba dicho costo en 190 millones de dólares.

La pérdida por la persistencia del conflicto y de los bloqueos se calculó a razón de 13 millones de dólares diarios, y la producción perdida estimada en 3,5 millones de metros cúbicos de gas día y 9 mil barriles diarios de crudo- tardará en recuperarse dada la escasa disponibilidad en el mercado local de los equipos requeridos para fracturar los pozos y sus servicios asociados, sostuvo la entidad que preside Manuel García Mansilla.

En la Secretaría de Energía, en tanto, se encendieron las alarmas y se integró una mesa de seguimiento y evaluación de la situación derivada del conflicto neuquino. El Secretario Darío Martínez, se refirió a las secuelas para el Plan Gas Ar, ideado para al menos recuperar los niveles de producción local de crudo y gas previos a la pandemia y garantizarse el abasto para éste invierno y los que sucederán hasta el 2024.

Desde el viernes 23 de abril el barco regasificador "Expedient", amarrado en la terminal portuaria específica de Escobar (provincia de Buenos Aires), estuvo en condiciones de inyectar gas al sistema troncal de ductos, en función de las necesidades de la demanda de este insumo.

El Secretario de Energía explicó que "tenemos a disposición una nueva fuente de oferta, que se sumará al gas



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

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



argentino, al de origen boliviano y al otro barco regasificador que IEASA ya contrató y que comenzará a operar el 26 de mayo desde el puerto de Bahía Blanca”.

El funcionario afirmó que “con estas fuentes propias y las importadas de gas a disposición, en funcionamiento y articuladas, este invierno confiamos en superar una serie de obstáculos que se han conjugado” (complicando el abasto de los recursos energéticos).

Al respecto refirió que “a la baja hidraulicidad (por caso en la cuenca del Paraná) que limita la utilización de las hidroeléctricas para la generación de energía, lo que hace que se requiera mayor participación de las centrales térmicas, se sumó el declino de la producción y de la oferta invernal de gas boliviano, el declino que venía demostrando la producción nacional, y el conflicto social en Neuquén”.

“Esta situación afectó las tareas que las empresas productoras, los trabajadores y las pymes venían realizando desde el inicio del Plan Gas. Ar, para llegar al inicio del invierno con la mayor producción de gas argentino posible” describió el funcionario. En tanto, IEASA realizó la compulsa internacional para traer el segundo barco regasificador (a Bahía Blanca), así como las licitaciones para adquirir el GNL, tanto para Escobar como para el regasificador de BB, para el cual se adjudicaron el lunes (19/4) 13 buques a un precio promedio de US\$ 7.20 el MB-TU, “muy satisfactorio para las actuales condiciones del mercado internacional”, refirió Martínez.

El funcionario agregó que “como todos los años, estamos articulando el trabajo de análisis y monitoreo de la situación de la oferta y la demanda de gas, en forma conjunta con IEASA, CAMMESA, ENARGAS y las transportistas (TGN y TGS)”.

El cuadro de situación terminará complicando (aún más) las cuentas del Ministerio de Economía nacional. Martín Guzmán procura un ordenamiento fiscal paulatino, y en ello incide mantener bajo control el nivel de subsidios (por caso al gas y a la electricidad), y contener la inflación.

El invierno no tiene la culpa

Por José Luis Sureda

Desde diciembre de 2019 hasta hoy, la producción de gas natural decrece en forma monótona continua y no obstante esto, recién en setiembre del año pasado el gobierno se puso a gestionar al sector.

Las negociaciones para poder armar un plan de estímulo a la producción de gas tomaron más tiempo que el disponible para poder llegar al invierno 2021 con una oferta igual que el invierno pasado.

A comienzos de diciembre la rueda de la producción comenzó a girar apuntando a alcanzar la velocidad de cruce hacia marzo de este año.

Sin embargo, la Desidia y la Prepotencia se combinaron y pusieron un palo en la rueda.

El conflicto en Neuquén nos muestra, otra vez, que la política no resuelve los conflictos políticos. La política está para otra cosa como, por ejemplo,

poner retenciones a la exportación, cercenar libertades individuales y controlar precios. En cuidarnos, les gusta decir.

Más de 1000 trabajadores y sus familias fueron rehenes de la Desidia y la Prepotencia. Ellos son las primeras víctimas. Ellos son las absurdas víctimas de este absurdo.

Los argentinos y argentinas ahora entendemos que, por si hacía falta, que La Prepotencia puede secuestrar a personas, y que La Justicia puede avalarlo con su labia post mortem. Con su cobardía.

El invierno no va a ser duro. El invierno no tiene la culpa. Nuestras autoridades tienen la culpa de que vivamos al filo del corte de gas. Y que gastemos lo que no tenemos para tratar compensar las acciones e inacciones de la Prepotencia y de la Desidia. Lo único que faltaba: culpar al invierno de nuestros horrores.



Aumenta la importación de gas boliviano

La exportación de gas boliviano hacia Argentina creció en un 19,10% durante el primer trimestre de 2021 en comparación a similar período de 2020, según información oficial de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

“El incremento en el volumen de gas se debe a que YPF responde a la demanda de sus mercados y busca reactivar la economía boliviana más allá de los factores externos que no puede controlar como la pandemia que deprime las economías mundiales o los precios de comercialización de contratos que están sujetos al precio internacional para este hidrocarburo”, señaló Evelio Harb, gerente de contratos de exportación de Gas Natural de YPF.

Según las cifras de la estatal petrolera, el volumen del primer trimestre de 2020 llegó a 1.170 millones de metros cúbicos (MMm3) a 60° F, mientras que en similar período de 2021 ascienden a 1.394 MM de m3 a 60° F, lo que muestra una tasa de crecimiento de 19,10%.

Brasil es otro mercado pa-

ra el gas boliviano y las exportaciones al primer trimestre de esta gestión también tuvieron un incremento de un 1,7%, respecto a similar período de 2020.

“La caída de precios a nivel internacional ha sido contrarrestada con una exportación mayor ya que de esa forma se vela por los ingresos para el país. Eso buscamos en

YPFB, como la empresa más importante en la generación de los ingresos económicos de Bolivia”, precisó el ejecutivo de la estatal.

En relación a los precios de las exportaciones de gas natural a Argentina, se considera el precio de los fuels (combustibles) definidos en un contrato del semestre pasado. Es decir, los precios de 2020 se calculan respecto al comportamiento del mercado internacional de 2019 y los de 2021 respecto a 2020. Con Brasil sucede lo mismo, pero con un rezago de tres meses”.

El West Texas Intermediate (WTI) se utiliza como referencia principal en el mercado mundial para definir el precio del petróleo. A esta va-

riable están correlacionados los fuels, que forman parte para la determinación de los precios de los contratos.

“Todo el año pasado ha sido un periodo de recesión, en el que han bajado los precios WTI (West Texas Intermediate). Los precios de 2020 eran buenos precios por el comportamiento del mercado internacional del petróleo durante 2019. Pero en 2021, estamos con el resago de 2020, año marcado por la pandemia del COVID-19, que desató una crisis económica mundial que afectó a los precios porque había restricciones para el uso de vehículos y vuelos, golpeando el consumo de combustibles, y son esas facturaciones las que se reflejan en este trimestre de 2021”.

Tras una contracción de la producción nacional, Energía confía en las importaciones del gas boliviano y del GNL para garantizar el abastecimiento de gas natural en el mercado nacional durante la época invernal y desde la última semana de abril opera la planta de regasificación de Escobar

Darío Martínez, dijo que tras el arribo del barco RFSU Expedient, de la firma Excelerate Energy, Integración Energética Argentina Sociedad Anónima (Ieasa) realiza una compulsa internacional para traer un segundo barco regasificador a la terminal de Bahía Blanca luego de adjudicarse trece cargamentos a un precio promedio de USD\$ 7,20 el lunes pasado. Según Martínez, esta oferta de GNL se suma a la producción propia y la importación de gas boliviano.

“Con estas fuentes propias e importadas de gas a disposición, este invierno confiamos en superar una serie de obstáculos que se han conjugado”, dijo Martínez.

El secretario de Energía afirmó que, a la baja generación hidroeléctrica, se sumó el declinamiento de la producción nacional y el conflicto social en Neuquén que paralizó

los trabajos de las empresas que venían realizando contrarreloj desde el inicio del Plan Gas.Ar para llegar al inicio de invierno con más oferta.

Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiaynegocios.com.ar; redaccion@energiaynegocios.com.ar - Suscripciones: info@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

El mejor desempeño alcanzado fue el de Bajada del Palo Oeste

Vista incrementó 56 % su producción de petróleo en el primer trimestre 2021

El presidente y CEO de Vista (Oil & Gas), Miguel Galuccio, presentó los resultados del primer trimestre del año donde la compañía registró un salto significativo del 56 % en su producción de petróleo con respecto al primer trimestre del año pasado.

Además, logró su producción total más alta en un trimestre, al alcanzar los 34.067 boe/d, un 29 % más respecto al mismo periodo del 2020. Ambos incrementos se deben al mejor desempeño alcanzado en Bajada del Palo Oeste, Vaca Muerta.

El lifting cost fue de 7,5 \$ /boe, un 24 % menos al registrado en el primer trimestre del 2020, y un 6 % menos respecto al trimestre anterior. Desde la puesta en producción de sus primeros pozos la compañía ha reducido 45 % los costos de perforación y completación, indicó la empresa.

El EBITDA ajustado fue de 58,3 \$MM, un aumento de 62 % en comparación con el trimestre anterior y un aumento de 131 % en comparación con el primer trimestre de 2020. Los ingresos totalizaron 115,9 \$MM, un aumento de 46 % con respecto al cuarto trimestre del 2020,



y 58 % por encima de lo generado en el primer trimestre del año pasado. Al cierre del periodo, la utilidad neta fue de 4,9 \$MM.

Vista invirtió 78,1 \$MM, un 9 % más respecto del primer trimestre del 2020. Además, obtuvo un flujo de caja operativo positivo de 36,6 \$MM, y exportó el 46 % de sus volúmenes de petróleo.

Durante la presentación de resultados, Vista anunció la publicación de su primer reporte de Sustentabilidad, bajo los lineamientos e indicadores de medición de progreso definidos por el Global Reporting Initiative ("GRI") y por el Sustainability Accounting Standards Board ("SASB").

La compañía adhirió a los Diez Principios del Pacto Global de la ONU para contribuir con ocho de sus Objetivos de Desarrollo Sostenible

("ODS") y, adicionalmente, suscribió a los Principios de Empoderamiento de las Mujeres ("WEPS").

De esta manera, se indicó, Vista concluye un trimestre con resultados que están en línea con las metas operativas y financieras anunciadas en la presentación de Resultados Anuales 2020.

Durante la presentación, Miguel Galuccio afirmó que *"el cambio climático se convirtió en un tema central que cruza a todas las industrias. Y desde nuestro lugar, aspiramos a ocupar un papel de protagonismo en la transición energética para convertirnos en una compañía confiable, eficiente y de bajas emisiones de carbono"*.

"Este año determinamos nuestros niveles de referencia de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), a partir del cual diseñaremos un plan de acción para su disminución que presentaremos en el próximo reporte", remarcó.

Al tiempo que enumeró los logros que ya ejecutó Vista: *"El 99 % de nuestra producción se transfiere por ductos minimizando la huella de carbono; el 100 % del transporte del agua se hace por ductos, lo que evitó a la fecha más de 50.000 viajes de camión en nuestro bloque Bajada del Palo Oeste, en Vaca Muerta; readecuamos todos los estándares de seguridad y alcanzamos una Tasa de Incidentes Registrables menor a 1, lo que nos ubica en altos estándares globales; y seguimos fortaleciendo nuestro compromiso en las comunidades donde operamos"*.

Según un informe del IAE

Bajó 5.1% la producción de crudo

En febrero de 2021 la producción de petróleo se redujo 5.1 % i.a y 6.8 % a.a. según datos del informe de coyuntura que elabora el Instituto Argentino de la Energía Gral. Mosconi.

La producción de crudo convencional último cayó 10.9 % i.a y se redujo 12.7 % a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (24 % del total) se incrementó 13.4 % i.a y 16.7 % a.a.

La producción de gas natural disminuyó 10.7 % i.a y 10.3 % a.a. La producción de gas convencional (57 % del total) se redujo 7.5 % i.a y 9.1 % a.a. Además, por quinto mes consecutivo, la producción no convencional disminuyó más que la convencional: se redujo 14.8 % i.a. anualmente cae 11.8 % a.a.

La cuenca Neuquina, donde se encuentran la mayoría de los desarrollos No Convencionales, fue la cuenca con mayor caída del país mostrando una reducción del 14.6 % i.a. y 12.5 % a.a. en su producción. La producción total acumulada del gas no convencional durante los últimos doce meses se redujo 10.3 % (13.8 MMm3).

Por su parte, en el mismo periodo la producción acumulada de gas por parte de YPF se redujo 21.5 % (8.8 MMm3/d) explicando el 64 % de la caída de la producción total de gas en el periodo y el 87 % de la reducción de las tres principales productoras.

YPF y Tecpetrol representan el 60 % de la producción de gas de Vaca Muerta, y explican la caída de la producción de esta formación en los últimos doce meses ya que, en ausencia de éstas empresas, la producción en la formación aumentó 21.6 % aportando 2 MMm3/d adicionales.

En febrero último las ventas de naftas y gasoil aumentaron 4.8 % i.m y disminuyeron 5.8 % i.a. Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos cayó 18.8 % a.a. respecto a igual periodo anterior. Durante los últimos doce meses, las ventas de Gasoil fueron 11.9 % inferiores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta fueron 28.8 % menores. YPF redujo sus ventas por encima del promedio.

La demanda total de gas natural se redujo 4.2 % i.a. mientras que la demanda acumula una reducción del 6.5 % (7.7 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior. Esto indica que la producción interna cayó más que la demanda en igual periodo, lo cual implicó un aumento de las importaciones de gas.

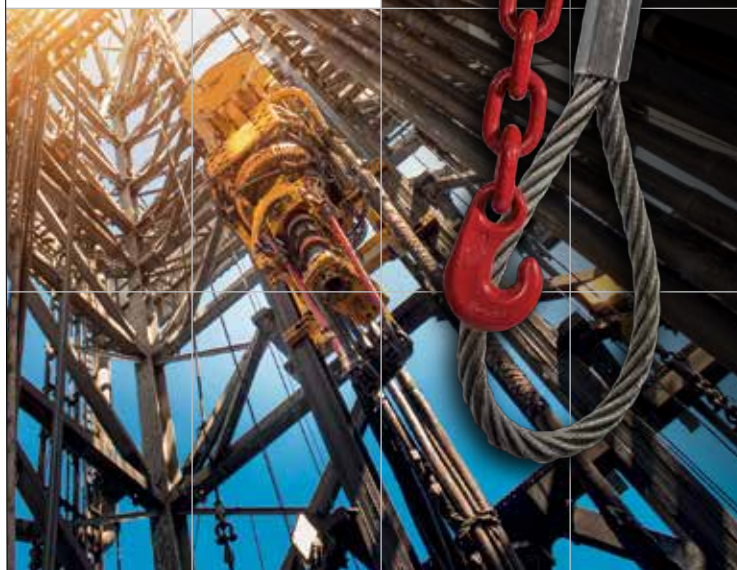
Energía eléctrica

La demanda total de Energía Eléctrica se redujo 6.4 % en febrero de 2021 respecto al mes anterior y 3.7 % respecto a febrero de 2020. El consumo eléctrico termina el año con una reducción acumulada del 2 % a.a.

Se sigue observando que cae toda demanda i.a correlacionada con la actividad comercial pero no así la demanda Residencial, debido mayormente a un uso más intensivo en los hogares y, en menor medida, a factores climáticos.

El consumo industrial de electricidad muestra niveles mensuales levemente superiores a los del año anterior por segundo mes consecutivo.

CABLES DE ACERO
ESLINGAS
ACCESORIOS



Crosby Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

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

IPH®

(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com

energía humana
en acción™

Chevron

Consistirá en la disminución del porcentaje de regalías a pagar a la provincia sobre el incremento de producción

Lanzaron Plan de Promoción para aumentar la producción petrolera en Chubut

El gobernador del Chubut, Mariano Arcioni, anunció un Programa de Promoción para la Industria Hidrocarburífera que, señaló, *“tiene como finalidad incentivar el aumento de la producción, sostener las reservas y promover fuentes de empleo en el sector”*.

El plan, formalizado mediante un decreto alcanza a concesionarias y operadoras de hidrocarburos de Chubut, que deberán presentar sus proyectos hasta el 30 de septiembre de 2021.

La firma tuvo lugar en las oficinas de Petrominera, en Comodoro Rivadavia, donde también se realizó la adjudicación transitoria del Área Cerro Negro, que contempla la reactivación del yacimiento ubicado en la Cuenca del Golfo San Jorge, que dejó de explotarse a mediados de 2020.

Además del Gobernador, participaron el presidente de la petrolera estatal, Héctor Millar; el ministro de Hidrocarburos, Martín Cerdá; el intendente de Comodoro Rivadavia, Juan Pablo Luque; y el diputado provincial Juan Pais. También estuvieron presentes los secretarios generales de los Sindicatos del Petróleo y Gas del Chubut, Jorge Ávila; del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de la Patagonia Austral, José Llugdar; de Camioneros, Jorge Taboada y de la UOCRA, Raúl Silva.

Inversiones adicionales en la Cuenca

Según explicó el ministro de Hidrocarburos, Martín Cerdá, el decreto establece que las operadoras puedan llevar adelante inversiones adicionales que generen un



Héctor Millar y Mariano Arcioni

aumento de la producción en la Cuenca del Golfo San Jorge.

El objetivo es que *“ese beneficio se vea reflejado en fuentes de empleo, movimientos de equipo y un ingreso en concepto de regalías para la provincia”*, manifestó el funcionario.

En cuanto a los alcances del programa, Cerdá reveló que *“es para todas aquellas operadoras que presenten proyectos adicionales relacionados con actividades de recuperación secundaria, terciaria, pozo de baja productividad e incluso perforaciones nuevas a través del Ministerio de Hidrocarburos”*.

Señaló que se prevé la posibilidad de *“establecer alguna promoción de baja de regalías para que esos proyectos puedan ser llevados adelante”*.

Cerdá precisó que la finalidad es que la Cuenca *“se dote de más infraestructura y pueda tener un incremento de producción, y así más puestos de empleo”*.

El Ministro destacó el *“importante acompañamiento de los gremios, que son los que todos los días ponen el hombro para que un compañero más tenga trabajo”*.

Baja de regalías

Tal como lo establece el Plan, el régimen de promoción consistirá en la disminución del porcentaje de regalías a pagar a la provincia sobre el incremental de producción.

El mismo, que se aplicará a cada proyecto, variará en extensión como en el porcentual de descuento de regalía, considerando principalmente el aumento de producción, generación de reservas y creación de empleo conforme a ciertos criterios como potencial de productividad, ubicación, madurez de los yacimientos y demás características técnicas y económicas.

Se promocionarán teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación

de los pozos y aquellos proyectos vinculados con la producción terciaria, petróleos extra pesados y costa afuera.

Cerro Negro

El presidente de Petrominera Chubut, Héctor Millar, afirmó luego del acto de adjudicación del yacimiento de Cerro Negro, que *“nos enorgullece poner nuevamente en movimiento este yacimiento. Es un incentivo que aporta mayor actividad, genera fuentes de trabajo, ingresos a la Provincia a través de regalías que no se están percibiendo y recursos para Petrominera que salvaguarda un activo que hoy estaba parado”*, enumeró.

Asimismo, indicó que la adjudicación para la operación transitoria le genera valor agregado de cara a la licitación que se va a dar, tal cual lo prevé la normativa, una vez que venza el plazo de 18 meses que prevé el contrato o que se determine el inicio del proceso licitatorio.

Millar detalló que se trata de un contrato de operación transitoria en donde la empresa opera por cuenta y orden de Petrominera, con una vigencia de año y medio, dividido en dos periodos de 9 meses o hasta que se licite el yacimiento.

El próximo lunes, tras la firma del acuerdo, la empresa adjudicataria, Pilgrim Energy, tomará posesión del área de 186 Km² de superficie, que se extiende en el sur provincial.

El objetivo es, que a través de las más adecuadas tecnologías y mejores prácticas de la industria, ejecuten, en forma extraordinaria y excepcional el recupero, preservación, la explotación, desarrollo, y comercialización de petróleo y gas.

La puesta en marcha y reactivación del yacimiento, demandará entre uno y dos meses, dependiendo de las condiciones climáticas y el estado en el que se encuentre el crudo, un petróleo pesado.

“Lo principal es volver a producir y entregar petróleo lo más rápido posible”, definió. El yacimiento tiene un potencial de entre 30 y 40 metros cúbicos día de petróleo y unos 30.000 metros cúbicos día de gas.

El secretario general del Sindicato de Petróleo y Gas Privados del Chubut, Jorge Ávila, calificó el acuerdo de adjudicación de Cerro Negro y el decreto de incentivo como *“muy buenos aportes para la Cuenca”*.

“Esta nueva reconversión que quiere hacer el Gobierno con las áreas marginales nos parece una excelente noticia porque permite que alguna operadora pueda arriesgarse a invertir en Comodoro Rivadavia”, expresó.

YPF
ENERGÍA QUE NOS UNE

f t i y

Las que pertenecen a la categoría SGP3 grupos I y II podrán optar por permanecer en el segmento de libre contratación

Pymes podrán comprar gas a distribuidoras mientras persista la emergencia sanitaria

La Secretaría de Energía de la Nación activará en las próximas horas una Resolución en procura de garantizar la provisión de gas natural a las Pequeñas y Medianas Empresas del país.

Con la firma del Secretario del área, Darío Martínez, la norma le permitirá a ese segmento de la actividad económica optar temporalmente por continuar contractualizando su provisión de fluido libremente a través de un productor o un comercializador, o bien incorporarse como usuario a la distribuidora del servicio correspondiente a su zona o región, bajo la modalidad de servicio completo.

De esta manera, se indicó, la resolución confeccionada en conjunto con el ENARGAS y con IEASA “resuelve el problema que podía suscitarse con la provisión de gas natural a las pymes de distintas regiones del país”.

Al respecto, Martínez expresó que “el declino de la producción de gas natural argentino, que buscamos revertir con la puesta en marcha del Plan Gas.Ar; sumado a la parálisis de tres semanas en las tareas de perforación y conexión de nuevos pozos que ocurrió en la Cuenca Neuquina, generaron incertidumbre en un sector de pymes que, estando hace algún tiempo fuera de la demanda prioritaria, no conseguían contractualizar con las productoras o comercializadoras la provisión de gas para el desarrollo de sus actividades en esta parte del año”.

El Secretario declaró que “el Presidente de la Nación y el ministro Martín Guzmán nos instruyeron para proteger a las pymes y resolver de inmediato esta situación”.

Martínez explicó que



“junto al equipo de Federico Bernal, del ENARGAS, y al de Agustín Gerez, de IEASA, abordamos este problema que temporalmente tiene el sector pyme, y elaboramos esta resolución que traerá tranquilidad y asegurará la provisión de gas a este segmento tan importante en cada región del país para el desenvolvimiento de la actividad económica y la generación de empleos”.

La norma determinará que las pymes que pertenecen a la categoría SGP3 Grupos I y II, podrán optar, mientras dure la vigencia de la Emergencia Sanitaria prorrogada por el Decreto 167/21, por permanecer en el segmento de libre contratación o incorporarse como usuario de la distribuidora de gas correspondientes a su región.

En forma simultánea, la norma instruye a IEASA a abastecer los volúmenes de gas adicionales que requieran las distribuidoras por la demanda adicional que se produzca debido a la incorporación de estos nuevos usuarios.

La resolución de inminente oficialización se basa en el contenido del Decreto 892 del 13 de noviembre de 2020 por el cual se decla-

ró de interés público nacional y como objetivo prioritario la promoción de la producción de gas natural argentino.

Por el citado decreto se aprobó el “Plan Gas Ar” (2020-2024), basado en un sistema competitivo en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), y se instruyó a Energía para instrumentarlo con la participación voluntaria por parte de las empresas productoras, las prestadoras del servicio público de distribución, las de subdistribución que hagan compras directas a las productoras, y de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA).

El mismo decreto faculta a la Secretaría de Energía, en su carácter de autoridad de aplicación, a dictar las normas complementarias y aclaratorias que resulten necesarias para la ejecución e implementación del Plan Gas Ar.

Asimismo, se estableció que, en el marco de la declaración de emergencia pública corresponde priorizar el acceso al gas natural de los usuarios residenciales-domésticos y de aquellos usuarios no domésticos sin canti-

dades contractuales mínimas, o sin contratos, denominados, estos últimos, “Servicio General P1, P2 y P3 Grupo III”, por sobre otras categorías de demanda.

Bajo esa tesitura, se determinó que el esquema de abastecimiento a diseñar debía, necesariamente, excluir otros segmentos de la demanda ya que, aunque también son centrales para el normal funcionamiento de la economía, estarán en condiciones de acceder al gas natural por medios alternativos sin sustraer volúmenes a la garantía de abastecimiento minorista y de usuarios o usuarias prioritarios conforme dicho Decreto.

Y se agregó entonces que corresponde excluir de la demanda garantizada por el esquema a las categorías del “Servicio General P3 los Grupos I y II”, así como también a los usuarios que adquieran gas natural con destino a expendio de GNC.

Pero ocurrió que la emergencia sanitaria persiste, fue ampliada por Decreto 260/2020, y fue prorrogada por Decreto 167/2021 hasta el 31 de diciembre próximo inclusive. En la situación coyuntural descripta, impactada

por la emergencia generada por la pandemia COVID-19, “resulta conveniente compatibilizar los objetivos del Decreto 892/20 con una medida de transición tendiente a la protección de los usuarios del Servicio General P3 –Grupos I y II- sin que ello repercuta sobre la demanda garantizada antes aludida”, explica Energía.

Así, ahora se estableció que corresponde activar un “régimen transitorio y coyuntural” permitiendo que los usuarios del Servicio General P3 –Grupos I y II- que adquieren el gas natural directamente a productores y comercializadores, cuenten con la posibilidad de optar por la contratación de su abastecimiento de gas natural no solamente a través de éstos sino también, de la distribuidora zonal, bajo la modalidad de servicio completo.

De acuerdo a lo previsto en el Decreto 892/2020, le caben a IEASA responsabilidades de abastecimiento de gas natural para la demanda prioritaria a efectos de complementar y suplementar los mecanismos establecidos en el “PLAN GAS.AR”.

Los usuarios Servicio General P3 -Grupos I y II- podrán ahora optar, hasta el vencimiento de la emergencia sanitaria, por la contratación de su abastecimiento de gas natural a través de la distribuidora zonal.

Energía encomendó al Ente Regulador (ENARGAS) que haga efectivo lo dispuesto en la nueva Resolución, y a IEASA a “celebrar contratos con las prestadoras del servicio público de distribución de gas por redes respecto de los volúmenes que resulten bajo la modalidad de servicio completo”.

CONSTRUIMOS CRECIMIENTO

Creemos en la excelencia.

Realizamos actividades integradas de ingeniería, construcción y servicios.
Nuestra capacidad operativa, experiencia y fuerte compromiso con un desarrollo eficiente y sustentable se reflejan a través de nuestros proyectos.

ENERGÍA | OIL&GAS |
SERVICIOS | INFRAESTRUCTURA

f @ y in
sacde.com.ar

Es el primer proyecto de este tipo en el país

YPF y Equinor cedieron 30 % a Shell para explorar el área offshore CAN-100

La Secretaría de Energía de la Nación autorizó a las empresas YPF y Equinor Argentina, titulares del permiso de exploración sobre el área offshore CAN_100, a ceder el 15 %, cada una, de la titularidad a la empresa Shell Argentina la que, en consecuencia, será titular del 30 % de participación sobre el referido permiso.

La autorización fue dispuesta a través de la resolución 356/2021, publicada en el Boletín Oficial, y establece que la empresa cesionaria (Shell) deberá requerir la constancia escrita exigida por la Ley 17.319 (de Hidrocarburos) dentro de los 30 días hábiles de la publicación (el 27 de abril) de la medida. Dentro de los 60 días hábiles de expedida la constancia, deberá otorgarse la Escritura Pública de la Cesión y el incumplimiento de estos plazos implicará la caducidad de la autorización.

Las Empresas Cedentes y la Empresa Cesionaria deberán presentar a la Autoridad de Aplicación (Energía) la escritura definitiva de la cesión, a los fines de su efectiva vigencia.

La empresa Cesionaria (Shell), "a partir de la vigencia de la cesión, asumirá los derechos y obligaciones de la empresa Cedente, incluyendo, sin limitarse, a los planes de inversiones, tanto en su desarrollo como su ejecución", indica la resolución.

Acerca de esta concesión cabe referir que, mediante la Resolución 196/2019 la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Hacienda se convirtió el convenio de asociación para la exploración

y eventual explotación del área "E-1" del 12 de abril de 2006 suscripto entre las empresas ENARSA, YPF, Petrobras -actualmente Pampa Energía- y Petrouuguay en un permiso de exploración de hidrocarburos a favor de la empresa YPF en los términos de la Ley 17.319 sobre el área CAN_100 y se aprobó el proyecto de Acta Acuerdo a suscribirse entre el Esta-

do Nacional e YPF por medio de la cual se acordaron los términos de la reconversión del convenio de asociación en un permiso de exploración.

En mayo de 2019 se suscribió un Acta Acuerdo de conformidad con el proyecto aprobado por la Resolución 196/19 en cuyo Artículo 2º se establece que en caso de que YPF pretendiera ceder

total o parcialmente su participación en el permiso de exploración deberá constituir las garantías de cumplimiento allí establecidas.

Por ubicarse más allá de las 12 millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley 23.968 (de espacios marítimos argentinos) y como consecuencia de lo establecido en la Ley 26.197 (Ley Cor-

ta) el permiso de exploración sobre el área CAN_100 se encuentra actualmente sujeto a la autoridad administrativa del Estado Nacional.

Mediante la Resolución 55/2020 de Energía, dependiente del Ministerio de Desarrollo Productivo, se autorizó a YPF a ceder el 50 % de su participación a favor de Equinor Argentina. Luego, YPF y Equinor solicitaron autorización para ceder el 15 %, cada una, de la titularidad del permiso de exploración otorgado sobre el área CAN_100 a favor de Shell, lo cual ahora se concretó a través de la resolución firmada por Darío Martínez.



En Mayo el aumento para las pymes se ubicó en 4%

Las tarifas de transporte y distribución de gas por redes subieron 6% promedio

Por Santiago Magrone

Los componentes tarifarios del gas natural por redes que corresponden a los servicios de transporte y de distribución domiciliaria tendrán un aumento promedio de entre 6 y 7 % para los usuarios residenciales y de 4, % para las pequeñas y medianas empresas a partir de mayo.

Así lo anticipó el interventor en el ENARGAS, Federico Bernal, para ratificar el descongelamiento de estas tarifas que no se modifican desde 2019.

Consultado por Energía & Negocios, el funcionario precisó que estos porcentajes representan el ajuste final del VAD en las facturas al consumidor. Otro componente principal de la estructura tarifaria del servicio, como lo es el ítem Valor o Costo Gas, es administrado por la Secretaría de Energía, que deberá resolver si al menos una parte del nuevo precio de este insumo se traslada al usuario o si resulta totalmente a cargo del Estado vía subsidios.

Al respecto, desde el Enargas se consideró que cualquier ajuste de este componente del servicio (PIST) deberá ser tratado en una audiencia pública, de manera tal que una actualización de este rubro no ocurrirá en mayo.

Desde Energía se indicó a E&N que lo referido a este componente de la tarifa del servicio "se sigue evaluando". Cabe referir que en oportunidad de la audiencia pública realizada en marzo las empresas transportadoras troncales y las

compañías distribuidoras de gas natural por redes solicitaron al Enargas, la puesta en vigencia a partir de abril de los nuevos cuadros tarifarios "de transición", y que éstos permitan sostener la operación normal de sus respectivos servicios para el 2021, mientras se encara una Revisión Tarifaria Integral para el sector, tal como lo dispuso el gobierno nacional. En sus respectivas presentaciones en el marco de una Audiencia Pública convocada por el ente regulador, las licenciatarias TGN y TGS plantearon la necesidad de activar incrementos del 44 % y 58% en el componente Transporte del suministro, ítem que representa aproximadamente 13 por ciento de la estructura de la factura del servicio, y cuya incidencia en la factura final ronda del 6 al 8 por ciento en el usuario residencial.

En cuanto a las distribui-



doras, Metrogas, Naturgy, Gasnor, Camuzzi, Gas Cuyana, Litoral Gas, solicitaron en sus exposiciones una actualización de entre el 50 y 58% en el componente Distribución (VAD), ítem que representa en promedio el 23 % de la estructura de la factura por lo cual el ajuste pedido incide entre el 12 y el 16% en la factura final del servicio de gas a nivel residencial.

La estructura de la factu-

ra de este servicio se completa con proporciones de 40% para el precio del gas en origen, y 24 por ciento para impuestos. La RTI realizada en 2017 por el gobierno de Cambiemos fue suspendida y contemplaba un ajuste semestral de estos componentes tarifarios en base al índice IPIM.

Se aplicó hasta mediados de 2018 en el segundo semestre el gobierno macrista suspendió el IPIM y compensó

a las empresas autorizándoles bajar proporcionalmente sus compromisos de inversión para ese año. Desde 2019 a febrero de 2021 el IPIM acumuló 128% promedio, y por ello las empresas aclararon que su participación en la Audiencia no implicaba renunciar a esa RTI, aunque admitieron una "tarifa de transición" en el marco de la emergencia.

Las distribuidoras señalaron al respecto que sus propuestas no contemplaban inversiones en la expansión del sistema durante la transición. Se verá ahora que sostiene el gobierno acerca de esta cuestión ya que es una alternativa incluir como obra pública inversiones necesarias para expandir el servicio. De hecho, está planteado desde Energía el interés de impulsar el tendido de un nuevo gasoducto troncal que llevaría gas desde Vaca Muerta hasta el sur de Brasil. Habría financiamiento de China para este proyecto.

Las distribuidoras también pidieron solucionar la situación planteada en 2018 con las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA) entre la tarifa en pesos cobradas a los usuarios y el precio del gas en dólares al que compraron a las productoras. La fuerte devaluación de ese año generó un monto que el gobierno de Cambiemos primero pretendió trasladar a los usuarios, y luego derivó a cargo del Tesoro Nacional, habiendo pagado sólo una cuota de 24 programadas. El DNU firmado por Mauricio Macri al respecto fue anulado por el Congreso.

Renegociación de la RTI en gas

El ENARGAS comunicó a las licenciatarias del transporte y distribución de gas natural el procedimiento que se encarará con vistas a la renegociación de la Revisión Tarifaria Integral para ambos servicios dispuesta en el decreto 1020/20. De hecho mantuvieron una primera reunión (de manera remota) en tal sentido el jueves 15 de abril.

El Interventor del Ente, Federico Bernal, refirió a las Prestadoras que dado que las negociaciones previstas en los términos del Decreto han comenzado desde su vigencia, para continuar avanzando, las mesas de trabajo que se han venido llevando a cabo pasarán a denominarse "Mesas de

Renegociación - Decreto 1020/20".

El Gobierno Nacional instruyó al Organismo a iniciar la renegociación de la RTI vigente (desde el gobierno anterior y en rigor suspendida en su aplicación) "según lo establecido en el artículo 5° de la Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva".

El procedimiento puede demandar hasta el 2022. Mientras tanto regirá un esquema de "transición tarifaria" y se está a la espera del momento en que el Ente Regulador active, en mayo, la vigencia del primer incremento periódico para las tarifas de estos servicios, que será del 6 % promedio, según anticipó Bernal.



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

Florida 274 2° 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
- Poliestireno
- Poliuretano
- Perlita expandida
- Foam glass
- Fire proofing
- Panelería modular
- Colchonetas desmontables
- Spray de lana mineral

El objetivo es generar las herramientas para asegurar que la oferta de gas disponible resulte suficiente

Martínez activa mesa operativa

La situación actual y las perspectivas para el próximo invierno en materia de oferta y demanda de gas natural, todavía en el contexto de la pandemia del Covid 19, serán analizadas el miércoles 14 en una reunión específica citada por la Secretaría de Energía de la Nación, y de la cual participarán los entes reguladores del gas y de la electricidad, la compañía del mercado mayorista eléctrico CAMMESA y la estatal IEASA.

Será para evaluar lo que está ocurriendo en materia de producción de gas en los yacimientos convencionales y no convencionales, la situación operativa de los sistemas de transporte troncales del gas, y las proyecciones de demanda del fluido a nivel de los consumos residencial, industrial, y para la generación de electricidad.

La decisión de la Secretaría a cargo de Darío Martínez estuvo antecedida por una iniciativa del Enargas la semana pasada.

El Interventor, Federico Bernal, propuso a Energía convocar a un comité operativo ante la "necesidad de abordar esta temática desde los diferentes actores intervinientes, atento a las cuestiones que deben ser consideradas con la debida planificación por quienes correspondan, según las respectivas competencias entre los organismos involucrados".

El objetivo de esta mesa, remarcó el Ente, es "trabajar en pos de generar la comunicación y las herramientas necesarias para asegurar que la oferta de gas natural disponible resulte suficiente, según las necesidades que se avencinan".

En la mesa de trabajo estarán planteados los escenarios operativos en los campos con vistas a una recuperación de niveles de producción pre-pandemia, alentados por el Plan Gas Ar, que se han visto alterados desde hace más de una semana en el caso de Neuquén por situaciones de reclamos sociales, con corte de accesos que han frenado la actividad de los equipos petroleros.

La actividad en los campos productivos del gas en el marco de la "Segunda Ola" de la Pandemia también está condicionada por el cumplimiento estricto de los protocolos sanitarios específicos vacunas al personal incluídas además de cuestiones salariales pendientes.

En la reunión de trabajo se considerará entonces la disponibilidad de gas local para

cubrir una demanda que estacionalmente es la más fuerte del año, y también como se completa el esquema de la oferta con el gas natural importado desde Bolivia, más los embarques licitados y a licitar de GNL.

El primer barco cargado con GNL arribará en mayo. En febrero de 2021 la producción de gas natural disminuyó 10.7 % interanual y 10.3 % anualizada, con mermas tanto en la producción de yaci-

mientos convencionales (7,5 % i.a. y 9,1 % a.a.) como en reservorios no convencionales (14,8 % i.a. y 11,8 % a.a.).

La producción total acumulada durante los últimos doce meses se redujo 10,3 % (13,8 millones de metros cúbicos) según datos del IAE.

Se espera que YPF, Tecpetrol y PAE mejoren su rango productivo actual.

El cuadro de situación en materia de oferta energética

se presenta complicado dado que otras formas de producción están afectadas, con excepción de la eólica.

A nivel de las hidroeléctricas, Yacretá continúa padeciendo la merma de su caudal promedio por la escasez de precipitaciones en la cuenca del Paraná y las operaciones de otras hidroeléctricas aguas arriba (Brasil).

Pasó de un caudal promedio de 9.400 M3/s en marzo a 7.100 M3/s en abril, y las

perspectivas de menores lluvias se extienden al menos hasta junio (SMN).

En cuanto a la generación nuclear, la Central Embalse ingresó el primero de abril en una parada programada para mantenimiento que se extenderá hasta finales de mayo.

En tanto, la Central Atucha II reingresó a operaciones en marzo, y se espera que hacia finales de abril o principios de mayo pueda generar ya al 80 por ciento de su capacidad instalada.

Si la "Segunda ola" lo permite, Atucha I debería realizar una parada técnica a partir de agosto. SM

EN NUESTRO NOMBRE HAY UNA X.
 QUE ADEMÁS DE UNA LETRA, ES UNA MARCA.
 Y ESA X PUEDE SER MUCHAS COSAS.
 PUEDE DEFINIR LO QUE SOS Y LO QUE NO SOS. O LO QUE FALTA SABER.
 PARA NOSOTROS ES UN PUNTO DE PARTIDA, NO UN DESTINO.
 ES LA BÚSQUEDA QUE EMPIEZA DESPUÉS DE ENCONTRAR ALGO.
 CON UNA X ESTÁ MARCADO UN TESORO A PUNTO DE SER DESCUBIERTO.
 SOMOS UNA X EN EL MAPA QUE NUNCA DEJA DE **MOVERSE HACIA ADELANTE.**
 X CANTIDAD DE VECES INNOVAMOS E INNOVAREMOS. Y ESA EVOLUCIÓN,
 CADA TANTO **SE CONVIERTE EN REVOLUCIÓN.**
 ES UN CAMBIO QUE CAMBIA ALGO EN VOS.

POR ESO CUANDO SALGAS
VENÍ A CARGAR LA ÚLTIMA TECNOLOGÍA EN COMBUSTIBLE.
VENÍ ADONDE LE PONEMOS A TU AUTO O A TU MOTO
 EL MISMO AMOR QUE VOS.
VENÍ A COMER RICO Y SAÑO.
VENÍ A PROBAR LO QUE ES SENTIRTE BIENVENIDO SIEMPRE.
VENÍ ADONDE TE CONOCEMOS.
VENÍ ADONDE CUIDAMOS EL CAMIÓN QUE USAS PARA TRABAJAR,
 COMO SI FUERA NUESTRO.
VENÍ EN CUALQUIER RINCÓN DEL PAÍS EN DONDE ESTÉS.
VENÍ A LLENARTE DE ENERGÍA.
VENÍ EN AUTO, EN CAMIÓN, EN MOTO, EN BICI, A PIE, O EN MONOPATÍN.
 RAZONES NO TE VAN A FALTAR.

LA X MARCA EL CAMINO A LA MEJOR VERSIÓN
 DE TODO ESO QUE TENEMOS PARA VOS. **VENÍ.**

AXION 
 energy

VENÍ ADONDE VAMOS

El barco regasificador Expedient esta en condiciones de inyectar gas al sistema troncal de ductos

Confirman mayores costos para el abasto de insumos energéticos en el invierno

Desde la última semana de abril, el barco regasificador "Expedient", amarrado en la terminal portuaria específica de Escobar (provincia de Buenos Aires), está en condiciones de inyectar gas al sistema troncal de ductos, en función de las necesidades de la demanda de este insumo.

Así lo anunció el Secretario de Energía de la Nación, Darío Martínez, quien explicó que "como estaba previsto, tendremos a disposición una nueva fuente de oferta, que se sumará al gas argentino, al de origen boliviano y al otro barco regasificador que IEASA ya contrató y que comenzará a operar el 26 de mayo desde el puerto de Bahía Blanca".

El funcionario afirmó que "con estas fuentes propias y las importadas de gas a disposición, en funcionamiento y articuladas, este invierno confiamos en superar una serie de obstáculos que se han conjugado" (en relación a la disponibilidad de los recursos energéticos).

Al respecto refirió que "a la baja hidraulicidad (por caso en la cuenca del Paraná) que limita la utilización de las hidroeléctricas para la generación de energía, lo que hace que se requiera mayor participación de las centrales térmicas, se sumó el declino de la producción y de la oferta invernal de gas boliviano, el declino que venía demostrando la producción nacional, y el conflicto social en Neuquén, que espera-

mos se resuelva prontamente con el diálogo".

"Esta situación viene paralizando las tareas que las empresas productoras, los trabajadores y las pymes venían realizando desde el inicio del Plan Gas.Ar, para llegar al inicio del invierno con la mayor producción de gas argentino posible" sostuvo el funcionario.

Martínez expresó que "IEASA viene trabajando en la realización de la compulsión internacional para traer el segundo barco regasificador a Bahía Blanca, así como las licitaciones para adquirir el GNL, tanto para Escobar como para el regasificador de Bahía Blanca, para el cual se adjudicaron el lunes (19/4) 13 buques a un precio promedio de US\$ 7.20 el MBTU, muy satisfactorio para las actuales condiciones del mercado internacional".

El costo para producir gas natural en base al Plan Gas Ar dispuesto por el gobierno ronda los 3,50 dólares el MBTU. El funcionario agregó que "como todos los años, estamos articulando el trabajo de análisis y monitoreo de la situación de la oferta y la demanda de gas, en forma conjunta, con IEASA, CAMMESA, ENARGAS y las transportistas, con todos los cuales volveremos a reunirnos en los próximos días para unificar información y generar conclusiones que nos permitan tomar las decisiones más adecuadas".

Las declaraciones del Se-

cretario vienen a confirmar las consecuencias gravosas del conflicto en Neuquén entre el gobierno provincial de Omar Gutiérrez y los trabajadores del área de Salud, que lleva dos semanas y que ha frenado la actividad productiva en los reservorios de Vaca Muerta. El cuadro de situación terminará complicando aún más las cuentas del Ministro de Economía nacional, Martín Guzmán.

Al respecto, en las últimas horas la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH) reiteró a los gobiernos provincial y nacional la solicitud de "intervención frente a los graves hechos de público conocimiento que se vienen desarrollando desde el miércoles 7 de abril en la provincia del Neuquén".

"Tal como expresáramos en nuestra nota del 13 de abril, los bloqueos y cortes totales en rutas afectan de forma directa a la mayoría de las operaciones en yacimientos hidrocarbúricos en la provincia. Estos bloqueos impiden el relevo y traslado de trabajadores petroleros y contratistas, así como de equipos e insumos necesarios para la continuidad de la explotación de los yacimientos, en condiciones seguras y de salubridad" puntualizó la cámara empresaria.

La CEPH detalló que "afectan también el normal movimiento de los trabajadores para operar las plantas, e impactan en la operación de

los pozos productivos de Vaca Muerta.

La disponibilidad de recursos y víveres para continuar las operaciones, incluyendo alimentos, agua potable y gasoil, está siendo directamente afectada por los cortes. Y, más grave aún, las dotaciones mínimas para mantener la producción y la seguridad de las operaciones no pueden ser relevadas al final de cada rotación".

En ese marco, las empresas de la CEPH "se verán obligadas a disminuir la cantidad de personal en sus operaciones a fin de proteger a sus trabajadores y racionalizar víveres, con el consecuente impacto adicional en los niveles de producción", se advirtió. Las petroleras destacaron además que "los bloqueos y cortes de ruta impiden también la puesta en producción de nuevos pozos indispensables para abastecer las necesidades de gas y petróleo de este invierno en nuestro país, a través de las tareas de perforación, terminación y conexión de los mismos. Sin poder recibir gasoil e insumos tanto para los equipos de perforación como para los equipos de fractura, Vaca Muerta tiene hoy paralizados 25 equipos de perforación y 6 de fractura (terminación de pozos)", se describió.

Los empresarios petroleros señalaron que la situación afectará a la secuencia de las inversiones previstas para recuperar niveles de producción de gas y petróleo para abas-

tecer a hogares e industrias ante el próximo invierno, de acuerdo a los compromisos previstos en el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024.

Desde la CEPH se remarcó a los funcionarios que "el impacto inmediato es claro: el retraso en el desarrollo de nuevos pozos obligará a nuestro país a importar con sentido de urgencia más combustibles líquidos (gasoil y fuel oil) o GNL (Gas Natural Licuado) a través de los barcos regasificadores, por un costo aproximado adicional para la balanza comercial argentina de 190 millones de dólares considerando los bloqueos hasta el día de ayer (por el 20/4)

"La pérdida por la persistencia del conflicto y de los bloqueos se calcula a razón de 13 millones de dólares diarios, y la producción perdida demandará varios meses en recuperarse dada la escasa disponibilidad en el mercado local de los equipos requeridos para fracturar los pozos y sus servicios asociados, sostuvo la CEPH, y remarcó que "además existirá en los próximos meses una menor producción de petróleo crudo con motivo de las restricciones y ello resultará en menos exportaciones para el país"

"Más importaciones de combustibles líquidos y GNL y menos exportaciones de petróleo significan más salidas de divisas, menos recursos para el país, menos empleo local, menos desarrollo productivo de pymes asociadas a la producción energética local, y también menor recaudación de impuestos nacionales y provinciales y regalías", describió la entidad que preside Manuel García Mansilla. SM

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



ENTIDADES ADHERIDAS

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

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

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

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

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

C.E.C.A.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.

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

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

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

Energía fijó pautas para la exportación en firme de gas natural en verano

En un contexto complicado por los conflictos sociales en Neuquén, que distorsionan objetivos de producción en Vaca Muerta, la Secretaría de Energía de la Nación fijó los criterios para autorizar las exportaciones de gas natural en firme, producido en el país considerando los excedentes del fluido durante el período estival de cada año, y priorizando los volúmenes que se produzcan en las cuencas Neuquina y Austral, en el marco del Plan Gas Ar 2021/2024.

Lo hizo a través de la Resolución 360/2021 publicada en el Boletín Oficial, y refiere que el artículo 4 del Decreto 892/20 (Plan Gas Ar) dispone que “podrán ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme por hasta un volumen total de once (11) millones de metros cúbicos por día, a ser comprometidos exclusivamente durante el período no invernal”.

“La estacionalidad de la demanda de gas natural en el país, con excedentes durante los meses de verano, conlleva un desafío para la viabilidad económica de los proyectos de explotación, circunstancia que lleva a desarrollar alternativas que permitan colocar los excedentes de gas natural durante el período estival”, se explica.

Y agrega que “la seguridad del abastecimiento interno a los menores costos posibles se logra con la inserción del país en el corto plazo, en modelos de integración energética regional dinámica y activa con países vecinos y, en el largo plazo en modelos de inserción global, que permitan suavizar las variaciones estacionales de la demanda local y la consecuente variabilidad de los niveles de producción local, a través de la importación y la exportación de excedentes de gas natural”.

Tal exportación de gas podrá ser tanto “por ductos como mediante su licuefacción en el país y posterior exportación como GNL” y los Productores o las Productoras Firmantes del Plan Gas Ar dispondrán de un derecho preferencial de exportación en condición firme.

Esta disposición puesta en vigencia mediante la Resolución 360, publicada en el Boletín Oficial, tiene incidencia directa e implica modificaciones al régimen vi-

gente previo en materia de exportaciones de gas natural implementado mediante la Resolución 417/2019, considerando los contratos vigentes activados por dicha norma. Por ello, la Resolución 360 establece que “las exportaciones de gas natural a las que se refiere el Artículo 3° de la Ley 24.076 (Marco Regulatorio del Gas) estarán sujetas a los términos y condiciones establecidos en el (nuevo) Procedimiento de Autorización”, al tiempo que deroga la 417/2019 y determina que “los permisos de exportación otorgados en el marco de la normativa que se deroga deberán someterse al presente Procedimiento”. Otro tanto hace con la Disposición 284/2019 y con el Artículo 3° de la Resolución 241/2017.

La Subsecretaría de Hidrocarburos tiene ahora “las tareas que específicamente se encomiendan en el Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural”. Un anexo a la Resolución referida establece reglas del procedimiento y requisito de datos que las empresas deben cumplir a los efectos de evaluar la autorización de sus pedidos de exportación.

En el caso de solicitudes de exportación de gas natural proveniente de un proyecto incluido en el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”, aprobado por la Resolución 46/2017, las cantidades de gas natural comercializadas en el mercado externo se descontarán de la producción total del respectivo proyecto previo a la determinación de los volúmenes computados como parte de la Producción Incluida referida en dicha normativa. “Esta condición aplicará a todos los proyectos incluidos en el Programa, como inexorable para la aprobación de la exportación solicitada, y en la solicitud de exportación, la empresa solicitante deberá manifestar expresamente su consentimiento a esta exigencia”, señala la Resolución.

El Anexo de la Resolución 360 hace especial hincapié en el procedimiento para priorizar las Exportaciones Firmes Plan Gas.Ar para el período comprendido entre el 1° de octubre y el 30 de abril de los años calendarios 2021 a 2024 inclusive.

“La Autoridad de Aplica-

ción dará curso a trámites de exportaciones firmes de gas natural que califiquen como Exportaciones Firmes Plan Gas.Ar, de manera prioritaria a toda otra nueva solicitud en condición firme y/o interrumpible”, señala.

Dicha Autoridad deberá previamente otorgar los permisos de Exportaciones “por hasta el volumen definido (de 11 millones de metros cúbicos día), o bien por hasta el volumen que defina la Autoridad de Aplicación luego de realizar el análisis integral” del mercado local.

Las zonas de exportación previstas para las Exportaciones Firmes Plan Gas.Ar serán Cuenca Neuquina: hasta siete (7) MMm3/día, de los cuales los primeros cuatro (4) MMm3/d serán volúmenes asignados en función de la prioridad de despacho establecida en la Resolución 447/2020 de la Secretaría de

Energía para los Productores Adjudicados en Cuenca Neuquina (“los Volúmenes Prioritarios Neuquina”), y los hasta tres (3) MMm3/d remanentes y/o el volumen que no se hubiese asignado como prioritario, serán asignados al resto de los Productores Adjudicados en Cuenca Neuquina solicitantes por fuera de ese mecanismo (los “Volúmenes Remanentes Neuquina”).

Asimismo, se dispone que se priorizarán exportaciones de gas de la Cuenca Austral por hasta cuatro (4) MMm3/día, de los cuales los primeros dos (2) MMm3/d serán volúmenes asignados en función de la prioridad de despacho establecida en la Resolución 447/20 para los Productores Adjudicados en esa Cuenca (los “Volúmenes Prioritarios Austral”), y los hasta dos (2) MMm3/d remanentes y/o el volumen que

no se hubiese asignado como prioritario, serán asignados al resto de los Productores Adjudicados en Cuenca Austral solicitantes por fuera de ese mecanismo (los “Volúmenes Remanentes Austral”). Para el caso en que en un período estival dado no se agotaren los derechos preferenciales de Exportación en Firme por todo o parte de los volúmenes establecidos para cada cuenca conforme a los Puntos precedentes, la Autoridad de Aplicación podrá asignar los volúmenes remanentes para Exportación en Firme desde otra cuenca.

Los Volúmenes Prioritarios por zona serán asignados a partir de otorgar prioridad de asignación a aquellos Productores Adjudicados que hayan presentado los precios más bajos en el Concurso Público aprobado por la Resolución 447/20 y conforme los precios que se consignan en el Anexo II de la misma resolución.

Las solicitudes de Exportación Firme Plan Gas.Ar tendrán, durante el Período de Aplicación, prioridad de autorización sobre las solicitudes de exportación interrumpibles.



Estamos **invirtiendo** en el **desarrollo energético** de nuestro país en **forma sustentable**, con **idoneidad** y **profesionalismo**.

Energía que avanza para una Argentina más grande.

tgs 
energía que avanza

Naftas registraron una caída del 10,52% y en el gasoil la baja fue del 4,85%

Siguen acotados los márgenes brutos de refinación de combustibles

Alberto Fiandesio *

El petróleo crudo nacional sigue manteniendo, en febrero 2021, el sendero alcista, en concordancia con los precios internacionales y, con los aumentos nominales operados en los surtidores y despachos mayoristas, el margen bruto de refinación registró una importante caída del 10,52% en las naftas y del 4,85% en el gasoil.

Con respecto a febrero de 2020, o sea, un año atrás, los retrocesos son de 32,29% y 34,84%, respectivamente.

La serie analizada abarca desde enero de 2006 hasta la fecha (170 meses).

Con estos valores, los márgenes brutos de la nafta súper y del gasoil se sitúan por debajo de los tres promedios históricos adoptados como referencia: 2006-2015, 2016-2019 y 2020.

Veamos los valores involucrado Gráfico 1

Veamos el gráfico de evolución: Gráfico 2

También vamos a comparar estos valores con algunos promedios típicos: Grafico 3

La tenue recuperación del margen de la nafta super que se verificó en noviembre de 2020 fue rebasada por el aumento del crudo en diciembre y enero. Se consolidó en febrero 2021.

Y para el gasoil: Gráfico 4
El tipo de cambio volvió incrementarse levemente: Gráfico 5

Los valores en planta de despacho, sin impuestos, tuvieron un buen incremento en ambos productos.

Precios en planta de despacho, sin impuestos, promedio ponderado país, incluye zona sur del país. Grafico 6

La evolución de los valores en planta de despacho se

Gráfico 1

Margen bruto de refinación (U\$S/BBL)

En u\$s/bbl	NAFTA GRADO 2	GASOIL GRADO 2
ENERO 2021	18,6394	18,6465
FEBRERO 2021	16,6784	17,7429
VARIACION	-10,52%	-4,85%

Con respecto al mismo mes del año anterior:

En u\$s/bbl	NAFTA GRADO 2	GASOIL GRADO 2
FEBRERO 2020	24,6329	27,2318
FEBRERO 2021	16,6784	17,7429
VARIACION	-32,29%	-34,84%

Gráfico 2

Margen bruto (u\$ /bbl)



Grafico 5

En \$/u\$	Tipo de cambio
ENERO 2021	85,9708
FEBRERO 2021	88,6746
FEBRERO 2021	88,6746

muestra gráficamente: Gráfico 7

Como ya comentáramos, en diciembre se produce la recuperación del valor del crudo nacional que, en realidad, debió operarse antes por

aplicación del “barril crio-llo”, nunca aceptado por la industria.

En enero se ratifica la tendencia de aumento con valores de +8,23% y +10,23% para Escalante y Medanito,

Gráfico 3

Margen nafta super desde Enero 2016(u\$ /bbl)



Gráfico 4

Margen gasoil G2 desde Enero 2016(u\$ /bbl)



Grafico 6

En u\$ /litro	NAFTA GRADO 2	GASOIL GRADO 2
ENERO 2021	0,4365	0,4365
FEBRERO 2021	0,4480	0,4547
VARIACION	+2,64%	+4,17%

respectivamente.

En febrero vuelve a aumentar el crudo ratificando la política de seguimiento de los precios internacionales.

Valores de petróleo crudo. Gráfico 8

El promedio de Febrero 2021 equivale a 54,55 dólares por barril.

El promedio del Brent del mismo mes fue de 62,28 u\$ /bbl La evolución del valor promedio del crudo nacional



HOY SOMOS MÁS

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

y el margen se muestra en los próximos gráficos: Gráfico 9 Y para el gasoil grado 2: Gráfico 10

Aclaremos que los valores anuales son promedio de cada año, mientras que 2021 consta solamente el valor promedio del primer bimestre.

Conclusiones

Se redujo el margen bruto de refinación por acción de un sinceramiento en el precio de los petróleos nacionales que, ahora, adoptaron el ritmo creciente internacional.

Lo que no remonta es el valor en planta de despacho sin impuestos, que solamente ha subido en el último año, desde febrero de 2020 a febrero de 2021 un 35,01% (en pesos) en la nafta super y un 32,51% en el gasoil. Estos valores sufren un atraso respecto a la evolución de los precios generales de la economía.

En dólares significa un descenso de 6,6% y 8,32% respectivamente.

Resulta evidente que las acciones del poder político sobre los precios en el surtidor, y no tanto sobre el crudo, afecta la recuperación de valores históricos de márgenes.

El comportamiento del crudo, que podemos ver en el gráfico más abajo, es el principal responsable de estos comportamientos del margen bruto de refinación.

Y vemos que los valores de marzo siguen aumentando en el plano internacional, por lo que avizoramos un aumento similar en los valores locales. Gráfico 11

* todohidrobarburos.com

Gráfico 8

En u\$s/M3	ESCALANTE	MEDANITO	PROMEDIO
ENERO 2021	336,73	301,80	319,26
FEBRERO 2021	365,57	320,69	343,13
VARIACION	+8,57%	+6,26%	+7,48%

Gráfico 9

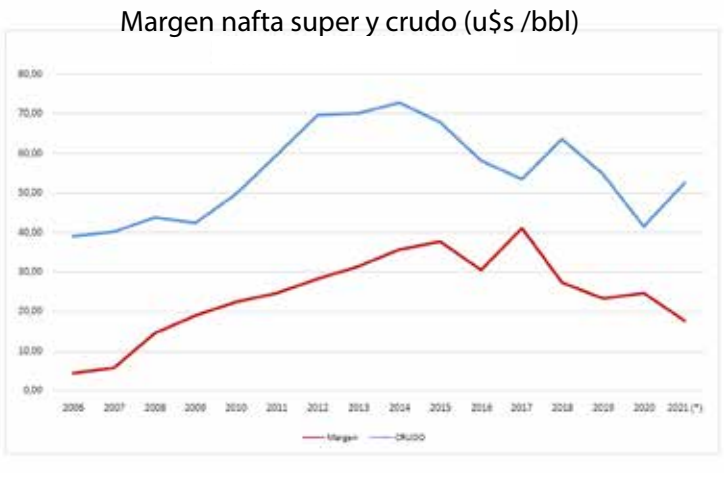


Gráfico 10

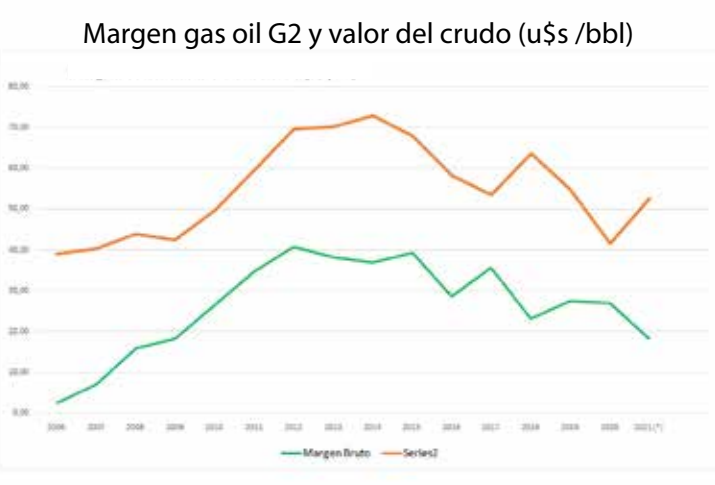
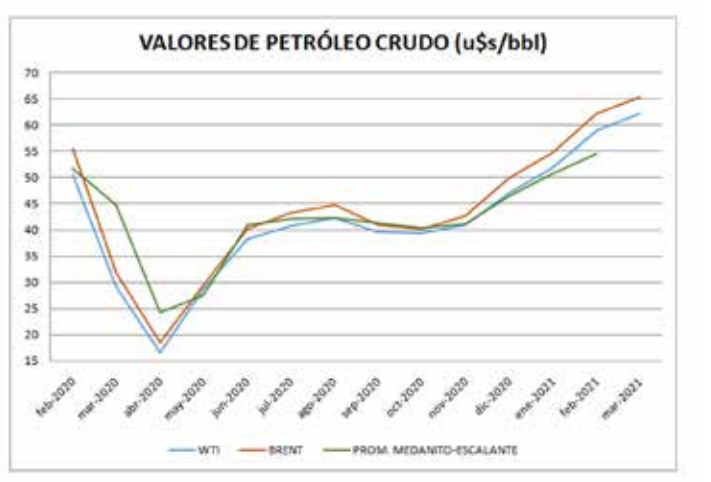


Gráfico 11



Gas NEA inauguró primera conexión de gas a industria



La distribuidora de gas por redes Gas Nea inauguró la primera conexión de gas a una industria en Chaco. Se trata de una fábrica de ladrillos situada en el Parque Industrial de Puerto Tirol, y junto con una obra en Resistencia y otro tendido de cañerías en Presidencia Roque Sáenz Peña, implican las primeras conexiones de gas en la Provincia. En conjunto, las obras demandaron una inversión de 120 millones de pesos.

A principios de abril, la empresa Cerámica Ruta 16 concluyó con el reemplazo de los quemadores de su horno para que funcionara enteramente a gas natural y desde entonces, fabrican sus ladrillos con un combustible más limpio, más económico, con mayor poder calórico y de manera más segura.

La obra la llevó a cabo Gasnea y requirió la instalación de la red de distribución de gas natural en polietileno en el Parque Industrial de Puerto Tirol el cual consta de aproximadamente de 2.400 metros de cañerías. A su vez, la Provincia construyó la Estación Reguladora de Presión y el ramal de conexión al gasoducto ya existente.

Ahora cualquier fábrica instalada en el Parque Industrial pueda conectarse al tendido de gas natural. Cerámica Ruta 16 lo hizo y, tras la adaptación de los quemadores de su horno su punto máximo de calefacción puede alcanzar los 900 grados de temperatura.

Con la conexión a la red de gas natural, en la fábrica logran un consumo eficiente de energía, con una disminución en la emisión de gases contaminantes al medioambiente y redujeron el tiempo de cocción del ladrillo, mejorando el proceso y aumentando el volumen de producción diario.

Por otro lado, en 2020, Gasnea también concluyó con obras de expansión en las provincias de Entre Ríos y en Corrientes, ampliando la posibilidad de conexión a este servicio considerado esencial a miles de nuevos hogares.

Esta continuidad en las obras, demuestran que Gasnea tiene la vocación de llevar el servicio de gas natural a todas las provincias del noreste argentino. La empresa Gasnea es la distribuidora de gas natural por red en las provincias de Entre Ríos, Chaco, Corrientes, Formosa y Misiones.

ABRAZADERAS PARA REPARACIÓN DE GASODUCTOS Y OLEODUCTOS Y LÍNEAS DE PROCESO



- Unión bilabial de sellado hidráulico progresivo
- Construidas en Acero Inoxidable AISI 316 / Aisi316L. Alta resistencia a medios agresivos
- Cualquier diámetro, presión y fluido • Gran tolerancia
- Reutilizables • Rápida instalación • Sin necesidad de mantenimiento
- Instalable en cargas • Para aplicaciones de alta presión • Absorbe golpes de ariete y vibraciones
- Compensa movimientos axiales y angulares • Admite angularidad y desalineaciones, reduciendo el riesgo de roturas
- Instalable en lugares de difícil acceso, sin necesidad de equipo especial • Bajo peso



www.flousasa.com.ar

Por los aumentos de precios aplicados en los últimos meses

Postergan hasta junio la aplicación de impuestos a los combustibles

El gobierno nacional decidió extender hasta el 21 de junio de este año el diferimiento del impacto pendiente en los precios de los combustibles correspondiente a la actualización periódica de los montos del impuesto a los combustibles líquidos (ICL) y al dióxido de carbono.

Lo hizo a través del decreto 245/2021 publicado en el Boletín Oficial, que modifica parcialmente el decreto 488/2020 que ya había dispuesto postergaciones similares a la actualización trimestral de tales impuestos que gravan a la nafta virgen, nafta sin plomo y al gasoil en base a la variación del IPC que mide el Indec.

En 2020 ocurrió una aplicación parcial en precios al público de estos gravámenes y conforme a la modificación dispuesta por el Decreto 229 del 31 de marzo de 2021, se postergó el 62 por ciento del incremento derivado de la actualización correspondiente al cuarto trimestre del año 2020, con vencimiento hasta el 20 de abril del 2021, inclusive.

El gobierno evaluó que “tratándose de impuestos al consumo, y dado que la demanda de los combustibles líquidos es altamente inelástica, las variaciones en los impuestos se trasladan en forma prácticamente directa a los precios finales de los combustibles”.

Entonces, ahora consideró que “en línea con las medidas instrumentadas hasta la fecha y con el fin de asegurar una necesaria estabilización y una adecuada evolución de los precios, resulta razonable” esta postergación hasta la última semana de junio.

Los precios de éstos combustibles registraron varios



aumentos en el que va del año y de hecho YPF, la compañía con mayor participación en el mercado local, aplicó incrementos en marzo (7%) y abril (6%), y pautó otro para mayo, con la intención declarada de que ése será el último ajuste hasta fin de año por efecto de la variación de costos, y de la cotización interna-

cional del crudo. Otras principales petroleras aplicaron el mismo criterio y luego alzas similares.

La Ley 23.966 y sus modificaciones establecieron montos fijos en pesos por unidades de medida para determinar el impuesto sobre los combustibles líquidos y el impuesto al dióxido de carbono, respecti-

vamente

La norma referida también estableció un monto fijo diferencial del impuesto sobre los combustibles líquidos para el gasoil, cuando se destine al consumo en el área de influencia conformada por las Provincias del Neuquén, La Pampa, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, y Tierra del Fue-

go, el Partido de Patagones de la provincia de Buenos Aires, y el Departamento de Maldonado de la provincia de Mendoza.

Con posterioridad, el decreto 501/2018 previó que los referidos montos fijos se actualizaran por trimestre calendario sobre la base de las variaciones del Índice de Precios al Consumidor que suministre el INDEC, considerando las variaciones acumuladas de ese índice desde el mes de enero de 2018, inclusive.

Asimismo, se dispuso que la AFIP actualizara los montos de impuesto en los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, considerando, en cada caso, la variación del IPC correspondiente al trimestre calendario que finalice el mes inmediato anterior al de la actualización que se efectúe.

Se estableció además que los montos actualizados del modo antes descrito surtirán efectos para los hechos imponible que se perfeccionen desde el primer día del segundo mes inmediato siguiente a aquel en que se efectúe la actualización, inclusive.

Este esquema se vió alterado ya durante el año 2019 y en la actualidad, conforme a la modificación dispuesta por el Decreto 229/2021, se encuentra postergado el 62 % del incremento correspondiente al cuarto trimestre del 2020.

La nueva decisión se enmarca en la necesidad de contener la inflación de precios que registró niveles altos en el primer trimestre del año – principalmente en rubros tales como alimentos y bebidas e indumentaria – que no conciden con la pauta anual estimada en el Presupuesto nacional.

Cañaverales: el futuro petróleo

La vicepresidenta de la Compañía Los Balcanes SA, propietaria del ingenio La Florida y la planta Bioenergética Florida, Catalina Lonac, consideró que el cambio de la matriz energética de la Argentina tiene un único horizonte, y es la caña de azúcar, sentenciando que en menos de 10 años los cañaverales serán los nuevos “pozos petroleros” que proveerán de “energía verde”.

Durante el acto de inicio de la zafra en la fábrica, la empresaria precisó que la gente no tiene que tener dudas respecto de que el cambio de la matriz energética de la Argentina pasa por el etanol, y que “no viene por el lado de la energía eléctrica”.

“Cuando escucho que van a comprar omnibus que traccionan con energía eléctrica porque son más limpios, me da mucho fastidio porque es una afirmación temera-

ria. Esto porque todavía la energía eléctrica se produce quemando carbón, por eso todavía no es limpia”.

Y agregó: “nosotros ya estamos preparados para proveer de energía limpia a la Argentina, como el resto de las fábricas. Por eso sostengo que el Noroeste Argentino puede ser, como siempre decimos, la ‘Vaca Viva’ (contraponiendo la explotación de los yacimientos de Vaca Muerta, en Neuquén)”.

“Los nuevos pozos petroleros son el etanol, es la caña de azúcar, y no hay con qué darle a esto.”

Es como decir que dos más dos no son cuatro”, afirmó. Argumentó para llegar a esas conclusiones que la Argentina va a ser etanol, con una ley muy buena que regule la actividad, porque “es un país previ-

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



Pero aún siguen debajo de los niveles registrados en Febrero 2020

CECHA calculó en 3,9 % el repunte de ventas de combustibles en febrero

El volumen total de ventas de combustibles líquidos en el canal minorista de todo el país registró en febrero último un incremento de 3,9 % respecto del volumen de enero considerando una serie desestacionalizada, informó la Cámara de Expendedores CECHA.

Esta evolución permitió la continuidad de la recuperación de ventas posterior al impacto inicial de la pandemia del Covid-19, se indicó. Así y todo los volúmenes se ubican 11,1 % por debajo de los niveles de febrero del año pasado.

En el caso de las naftas, luego de la muy fuerte caída de volúmenes entre febrero (último mes completo previo a la irrupción de la pandemia) y abril del 2020, se produjo una recuperación ininterrumpida desde mayo hasta diciembre, aunque a diferentes ritmos, más acelerados al comienzo que al final de dicho periodo.

Luego de la caída registrada en enero de este año, la primera desde el comienzo de la recuperación, febrero volvió a registrar aumento de volúmenes, con un incremento del 2,6 % con relación a enero (sin estacionalidad), describió el presidente de CECHA, Gabriel Bornoroni, en declaraciones periodísticas.

En el caso del gasoil, la recuperación entre mayo y diciembre fue más lenta que en el caso de las naftas (luego de una caída menor en el arranque de la pandemia) pero, al igual que en el caso de las naftas, enero presentó la primera caída sustancial de volúmenes de gasoil con relación al mes previo, y en febrero revirtió esa caída, con crecimiento mensual del 5,1 % (sin estacionalidad).

A modo de referencia se indicó que en el caso del gasoil históricamente la estacionalidad revela ventas menores en febrero respecto de enero, y en el caso de las naftas la estacionalidad indica que las ventas suelen ser mayores en diciembre, pero en esto también influyen las regiones del país y el tipo de actividades que prevalecen en ellas. Por eso la importancia de desestacionalizar los datos comparativos. El analista económico Gastón Utrera acompañó la presentación del informe empresarial señalando que “un análisis por jurisdicción provincial muestra incrementos mensuales en el volumen total de combustibles líquidos

vendidos en el canal minorista que alcanzaron a 21 de las 24 jurisdicciones provinciales durante febrero”.

Con esta evolución, ninguna de las provincias ha recuperado todavía los volúmenes previos a la irrupción del Covid-19, aunque sólo una provincia no ha recuperado todavía ni siquiera la mitad del volumen perdido al inicio de la pandemia (Santiago del Estero), mientras que 9 provincias han recuperado más del 80 % del volumen perdido (CABA, Chaco, Chubut, Jujuy, La Rioja, Misiones, Neuquén, San Juan y Tucumán).

Al consolidar los volúmenes a nivel nacional, febrero de 2021 registró un nivel de ventas 11,1 % por debajo del registrado en febrero de 2020 en el caso del total de combustibles, y 8,7 % y 13,6 % por debajo en el caso de gasoil y naftas, respectivamente, se graficó. En lo que respecta a la participación en el volumen minorista de ventas de gasoil por categoría, en febrero fue de 67,5 % de Gasoil G2 (común) y 32,5% del gasoil G3 (Premium). En tanto que en naftas, el 72,6 % fue-



ron ventas de nafta súper y el 27,4 % de nafta Premium.

“De esta manera, afirmó Bornoroni, para la gran mayoría de las estaciones de servicio del país, los volúmenes de ventas continúan por debajo de los niveles previos a la pandemia, que ya habían caído durante los dos años previos como consecuencia de la recesión iniciada durante 2018”. Esto impide a dichas estaciones alcanzar sus puntos de equilibrio, comentó.

“Dado que, durante marzo de 2021, un conjunto importante de estaciones de servicio reportó las ventas de febrero fuera del plazo habitual, para el presente informe se utilizaron estadísticas de dos bases de datos publi-

casadas sucesivamente por la Secretaría de Energía”, indicó Utrera.

Acerca de la situación de este rubro de actividad, Bornoroni señaló que “a pesar del repunte no cantamos victoria ya que venimos de dos años de receso pre Covid y llegamos a la pandemia sin espaldas para afrontarla, lo cual llevó a muchas estaciones de servicio a endeudarse”. “Nos preocupa el panorama que se presenta ahora por la segunda ola de la pandemia y sus efectos en la salud y en la actividad productiva”, señaló, estimando que “las restricciones a la circulación de la población no deberían ser como lo ocurrido el año pasado”.

En cuanto al presunto ni-

vel de atraso en los precios de los combustibles en el mercado local, Bornoroni se limitó a señalar que “estaría en el 11 por ciento según dicen las petroleras”, y acerca del momento en que ello se trasladará a los precios al consumidor sostuvo que “eso no lo sabemos ni disponemos nosotros sino las petroleras proveedoras”. Cabe referir que YPF anunció en marzo que tenía previsto incrementar sus precios en el 15 % acumulado a lo largo de tres meses para luego mantenerlos hasta fin del año. Hasta ahora practicó el primero de esos tres ajustes, del 7% promedio país a mediados de marzo, y las otras importantes empresas del rubro (Shell, Axion) hicieron otro tanto.

Combustibles e inflación

Asimismo, desde CECHA se comunicó la elaboración de un informe referido a la incidencia de los aumentos de precios de los combustibles en los incrementos de precios al consumidor de otros productos, principalmente alimentos. Los datos revelados relativizan tal incidencia al punto de señalar que “si aumenta 10 por ciento el precio de naftas y gasoils la incidencia en el IPC es de menos de medio punto porcentual (0,45 %) promedio país”.

Según regiones, se indicó, tal incidencia varía, siendo de 0,38 % en el GBA; 0,56 % en Cuyo; 0,46 % en la región Pampeana; 0,51 % en Patagonia; 0,38 % en Noroeste, y 0,43 % en el Noreste, considerando el impacto directo en la canasta de consumo familiar. En cuanto a la incidencia sobre los precios en góndola de los aumentos de precios del gasoil, utilizado para el autotransporte, el informe sostiene que “por cada 10 % de aumento, suben 0,17% la leche; 0,10 % los limones; 0,09 % las manzanas; 0,08 % las gaseosas; y 0,02% las piezas de fundición.

GNC

En otro orden, y acerca del abasto y de la comercialización de GNC de uso vehicular por parte de los estacioneros, Bornoroni señaló que “estamos teniendo diálogo directo con la Secretaría de Energía y con el Enargas por este tema, procurando encontrar una salida ya que ahora estamos obligados a comprar el gas a las distribuidoras y no más a las productoras”. “Tenemos pendientes dos reuniones más con las autoridades y esperamos arribar a una solución que implique reducir el impacto de esta operatoria en el precio final del GNC”, remarcó.

Respaldo de la industria azucarera al proyecto sobre Biocombustibles

La industria azucarera manifestó su conformidad con el proyecto de Ley de Biocombustibles presentado la semana pasada en la Comisión de Energía y Combustibles de la Cámara de Diputados, por cuanto “contempla los temas de interés del sector”, tal como lo manifestó en su exposición el presidente del Centro Azucarero Argentino (CAA), Jorge Feijóo.

Por tanto, se indicó, la entidad espera que los diputados del NOA apoyen la iniciativa cuando sea tratada en el recinto.

En su mensaje en el Congreso, Feijóo reiteró que la zafra está próxima a comenzar y la ley vence el 12 de mayo, razón por la cual “la actividad azucarera necesita definiciones urgentes que preserven el plan de bioetanol, indispensable para su sostenibilidad económica”.

En cuanto al proyecto de ley presentado por el oficialismo, que se encuentra en trámite parlamentario, Feijóo indicó que “las pautas que el sector aspira a ver reflejadas han sido recogidas por los redactores”, por lo que espera el apoyo de los diputados nacionales del Noroeste Argentino, para que sea aprobado.

El presidente del CAA resumió que las pautas requeridas y que resultaron incluidas en el proyecto fueron nueve, cinco de carácter general en favor de los biocom-

bustibles y cuatro específicas para los azucareros.

Las de carácter general, indicó Feijóo, son a) los biocombustibles que se destinen al corte obligatorio con combustibles fósiles tienen que ser de producción nacional; b) las empresas petroleras no produzcan biocombustibles; c) los biocombustibles permanecen no alcanzados por los impuestos específicos de los hidrocarburos; d) el corte mínimo de bioetanol en nafta debe ser el actual 12%; y e) un régimen de sustitución de importaciones de combustibles fósiles por fuera de los volúmenes que se destinen a corte obligatorio.

En cuanto a los requerimientos específicos para el sector, a su vez son: a) el bioetanol de caña de azúcar abastecerá un mínimo del 6% de la demanda total de naftas; b) las reducciones del corte de bioetanol de caña de azúcar sólo pueden deberse por razones de escasez y serán temporarias; c) el bioetanol de caña de azúcar tendrá volumen y precio regulado; y d) los ingenios azucareros conservan los actuales cupos de abastecimiento.

Feijóo concluyó afirmando que “todas las pautas reseñadas, están contempladas en el proyecto, por lo que esperamos que sea aprobado y sea el encuadramiento legal para los próximos 15 años”.

Descenso residencial y comercial, y fuerte suba industrial

La demanda de electricidad bajó 0,8% en marzo

La demanda de energía eléctrica en el mes de marzo último registró una baja de 0,8 % promedio país en comparación con la del mismo período del año pasado, con caídas en los consumos residencial y comercial, mientras que el consumo industrial subió fuertemente, indicó el informe periódico de la Fundación Fundelec.

En marzo de 2021, la demanda neta total del MEM fue de 11.058,4 GWh mientras que en el mismo mes de 2020 había sido de 11.114,2 GWh, de lo cual resulta el descenso interanual de 0,8 por ciento. Asimismo, existió un crecimiento intermensual que llegó al 9,7 % respecto de la demanda de electricidad en febrero de 2021, cuando había totalizado 10.084,8 GWh.

En marzo último se registró una potencia máxima de 22.447 MW, lejos de los 26.451 MW, record histórico de enero de 2021. La demanda residencial representó el 43 % de la demanda total del país y tuvo un decrecimiento de 4,5 % respecto al mismo mes del año anterior.

En tanto, la demanda comercial sufrió una caída del 6 %, siendo un 28 % del consumo total, y la demanda industrial, que representó el 29 % del consumo total, tuvo una fuerte suba del orden del 12 % aproximadamente.

Al observar la demanda por tipo de usuario, se presentó un decrecimiento tanto

para la demanda residencial como para los consumos intermedios, algo que se compara con lo ocurrido un año atrás, en el mes donde comenzó un aislamiento estricto (ASPO) a partir del 20 de marzo de 2020 por la llegada de la pandemia del Covid 19. En tanto, la gran industria muestra un crecimiento de la demanda, al igual que en los últimos meses, y se encuentra en valores superiores a los del año pasado, recuperando terreno desde el comienzo de la fase de Distanciamiento Social, Preventivo y Obligatorio (DISPO).

Datos generales de Marzo 2021

La demanda eléctrica registra en los últimos doce meses (incluido marzo de 2021) 9 meses de baja (abril -11,5 %; mayo de 2020, -7,6 %; agosto, -6,4 %; septiembre, -1,7%; octubre -3,5 %; noviembre de 2020, -4,2 %; enero de 2021, -0,3 %; febrero de 2021, -7%; marzo de 2021, -0,8%) y 3 meses de suba (junio de 2020, 0,9 %; julio de 2020, 1,2 %; y diciembre de 2020, 1,5 %). El año móvil (últimos doce meses) presenta una caída de la demanda del -3,1 %.

Por otro lado, los registros muestran que el consumo de abril de 2020 llegó a los 8.469,8 GWh; mayo, 9.588,9 GWh; junio, 10.748,5 GWh; julio, 12.178,4 GWh; agosto



de 2020, 10.725,4 GWh; septiembre, 10.042,9 GWh; octubre, 10.007,4 GWh; noviembre, 10.090,9 GWh; diciembre de 2020, 11.330,1 GWh; enero de 2021, 11.927,1 GWh; febrero de 2021, 10.841,4 GWh; y en marzo de 2021 llegó a los 10.058,4 GWh.

El mes de marzo 2020 fue más cálido en comparación a marzo 2021. La temperatura media de marzo fue de 22,2 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 24,4 °C, y la histórica del mes es de 21,6 °C.

En cuanto al consumo por provincia, en marzo último fueron 15 las provincias y empresas que marcaron descensos: Formosa (-15%), San Juan (-14%), La Rioja (-13%), Tucumán (-12%), Chaco (-10%), Santiago del Estero (-9%), Catamarca (-8%), Mendoza y Corrien-

tes (-7%), Salta (5%), Neuquén (-3%), EDELAP y Entre Ríos (-2%), entre otros. En tanto, 11 empresas o provincias presentaron ascensos en sus niveles de consumo de electricidad: Santa Cruz (6%), Jujuy y EDEA (5%), Misiones, Chubut, Santa Fe, EDEN y EDES (3%), Río Negro (2%), Córdoba y La Pampa (1%). En tanto, San Luis mantuvo el mismo nivel de consumo que el año pasado.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de Capital y GBA, que demandaron el 31 % del consumo total del país, tuvieron en marzo un descenso conjunto de 2 %. Los registros de CAMMESA indican que EDENOR tuvo un decrecimiento de 1,2 %, mientras que en EDESUR la demanda descendió 3,1%. En tanto, en el resto del MEM existió una caída de 2,4 %.

Datos de generación

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

En tanto, la generación hidráulica se ubicó en el orden 1.991 GWh en marzo 2021 contra 2.203 GWh en el mismo período del año anterior, lo que representa una variación negativa de casi el 10 %. Si hablamos de los aportes hidráulicos para las principales centrales del MEM estos siguen siendo bajos. No son muy diferentes en marzo 2021 comparados con el mismo mes del año pasado anterior y se encuentran por debajo de los valores históricos esperados en cada cuenca.

En lo que respecta a los combustibles, al igual que en los últimos meses, si bien la energía exportada fue menor, parte del uso de combustibles alternativos estuvo asociada a la operación de exportación, siendo el gas natural el princi-

pal combustible utilizado a la hora de generar energía local.

Así, en marzo del 2021 siguió liderando ampliamente la generación térmica con un aporte de producción de 64,51 % en función de los requerimientos de la demanda. Por otra parte, las centrales hidroeléctricas aportaron para satisfacer el 17,16 % de la demanda, las nucleares proveyeron al 6,13 %, y las generadoras de fuentes alternativas aportaron el 11,34% del total generado. La importación de energía eléctrica cubrió al 0,85 % de la demanda total.

Datos específicos de la pandemia (20.03.20 al 22.04.21)

Según informa CAMMESA, la demanda de comercios y servicios (principalmente supermercados y otros centros comerciales), presenta una caída de 4,8 % para las primeras tres semanas de abril.

Asimismo, en la industria en total, para el mismo período, la caída es de 0,2%. En este mes se destaca el repunte de consumo en industrias vinculadas a la construcción como también las químicas, caucho y plástico. Mientras, cayeron las demandas de energía en actividades relacionadas con productos metálicos no automotor, madera y papel, la industria textil y la automotriz.

Uno de los sectores que más cayó en su demanda de energía en el último mes es el de comercio y servicios, con cerca del 51 % y otro es el de la industria automotriz con una baja de 21 %.

Luego de decretarse aislamiento social preventivo y obligatorio (ASPO) el 20 de marzo de 2020, la gran demanda presentó una caída promedio del 24 % para los meses de abril y mayo. A medida que se fueron flexibilizando actividades y, sobre todo, desde el DISPO en noviembre, se observó un aumento de la gran demanda, alcanzando en diciembre, prácticamente la misma demanda que el año anterior, mientras que en enero, febrero y marzo se igualaron o superaron algunos de los registros del año 2020, en el contexto previo a la pandemia.

Marzo y abril de 2021 fueron alcanzados por el distanciamiento social (aunque con diferentes niveles de exigencia según la provincia) algo que, sin embargo, ya no está impactando principalmente en la gran demanda, señaló Fundelec.

Gerente general en Central Puerto

Fernando Bonnet será el nuevo Gerente General de la empresa de producción de energía eléctrica Central Puerto S.A.

Bonnet ingresó a Central Puerto en 2008 para desempeñarse en el área de finanzas y fue desarrollando distintas tareas hasta llegar a ser el Director de Finanzas (CFO).

En este cargo, se destacó por haber gestionado el financiamiento necesario para la expansión de la empresa incluyendo el desarrollo de los proyectos de generación renovable y además lideró el proceso de cotización de la firma en la bolsa de Nueva York.

Su último rol fue el de Director de Operaciones (COO), posición desde la cual lideró las operaciones de la compañía. Además, es contador público por la Universidad de Buenos Aires y ha realizado un MBA en el IAE de la Universidad Austral.



En el marco de su nombramiento, Fernando señaló: *"Hace más de 12 años que formo parte de Central Puerto y es un orgullo asumir el desafío de liderar una empresa con una enorme trayectoria y compromiso con el desarrollo del sector energético."*

"En esta nueva etapa de liderazgo, asumo la responsabilidad de continuar el camino del crecimiento de nuestra empresa contribuyendo a nuestro propósito de generar energía en forma eficiente y de modo sustentable".

Central Puerto S.A. es una empresa líder en la producción de energía eléctrica en Argentina, por participación de mercado, también por excelencia operativa y rentabilidad. En la actualidad cuenta con una capacidad instalada de generación de 4.097 MW, a los que se suman 785 MW de proyectos que se encuentran en construcción. - <https://www.centralpuerto.com/es/>

La decisión surge del contexto de emergencia económica, sanitaria y energética

Rige un aumento del 9% promedio para las tarifas de Edenor y Edesur

La adecuación tarifaria se decidió en el marco de la negociación del Régimen de Transición, por el cual el organismo llevó adelante en marzo las audiencias públicas por los servicios de distribución y de transporte eléctrico.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), a través de las Resoluciones 106 y 107 publicadas en el Boletín Oficial, definió un incremento del 9% de la tarifa promedio de los usuarios de Edenor y Edesur que regirá a partir de este sábado.

La intervención del organismo que conduce Soledad Manin informó a Télam que la adecuación tarifaria se decidió en el marco de la negociación del Régimen de Transición, por el cual el organismo llevó adelante en marzo las audiencias públicas por los servicios de distribución y de transporte eléctrico.

El Ente Regulador dispuso, de esta manera, una adecuación del 9% promedio en el AMBA y se aclaró que “de haberse aplicado los criterios tarifarios del Gobierno de Cambios, el aumento alcanzaría el 160% promedio”, por la acumulación de incre-

mentos no aplicados por el congelamiento vigente desde inicios de 2019.

El organismo regulador del servicio eléctrico destacó, también, que “el Gobierno del Frente de Todos ha priorizado la necesidad de morigerar el impacto tarifario sobre el poder adquisitivo de familias, comercios e industrias”.

La adecuación se dispone en el contexto de la negociación del Régimen de Transición Tarifaria, en el marco de lo establecido por el Decreto N°1020, para alcanzar una solución de coyuntura que garantice la continuidad, accesibilidad y normal prestación de este servicio público esencial.

“De continuar vigentes los ajustes previstos en la RTI de 2017, así como la política de quita de subsidios al precio de la energía que implementó el Gobierno de Cambios, las tarifas del servicio de electricidad en el AMBA serían hoy, en promedio, un 160% más elevadas”, resaltaron desde el Ente.

El organismo regulador del servicio eléctrico destacó, también, que “el Gobierno del Frente de Todos ha priorizado la necesidad de morigerar el impacto tarifario sobre

el poder adquisitivo de familias, comercios e industrias”.

Esta decisión se da en el contexto de emergencia económica, sanitaria y energética declarada por la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva; y bajo la emergencia sanitaria que atraviesa la Argentina en el marco de la pandemia de coronavirus.

La audiencia pública para el análisis de una tarifa de transición al 2023 para las distribuidoras eléctricas Ede-

nor y Edesur se realizaron de manera virtual en dos jornadas, el 30 y el 31 de marzo, con la participación de unos 150 oradores inscriptos.

Así, con la audiencia se complementaron las instancias de análisis de los cuadros tarifarios de transición que el Gobierno aplicará hasta 2023, plazo durante el cual prevé abordar una nueva RTI para los segmentos de generación, transporte y distribución de electricidad y de gas por redes.

En aquella instancia de participación, las dos distribuidoras eléctricas que se encuentran bajo órbita federal y el ente regulador expresaron sus diferencias en torno del pedido de incrementos tarifarios que realizaron las empresas.

En ese sentido, mientras Edenor y Edesur aseguraron que sus requerimientos de aumentos en las tarifas de los usuarios residenciales eran del 28% y 34% promedio, respectivamente, el ENRE afirmó que los pedidos en realidad eran de hasta 157% y 81%, ya que se afectan especialmente al alza las tarifas de los segmentos residenciales R1 y R2, que concentran el 80% de los usuarios.

Ivanmet
logística internacional

- Agentes de Carga / Freight Forwarders
- Despachantes de Aduana / Customs Brokers

Servicio punto a punto para el abastecimiento del sector energético argentino

Maipú 859, 3er piso (C1006ACK) Buenos Aires | Argentina
Tel.: 54 11 4313-1206 - 54 11 4311-0784 | Fax: 54 11 4311-0784
Web: www.Ivanmet.com.ar | E-mail: ivanmet@ivanmet.com.ar



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

Suscríbase

Energía&Negocios

info@energiaynegocios.com.ar

Para dar certeza a las distribuidoras en la elaboración en sus programas financieros

Energía busca que se regularicen las deudas con CAMMESA

El Secretario de Energía de la Nación, Darío Martínez, determinó el mecanismo que se utilizará para regularizar la deuda que mantienen las distribuidoras del servicio eléctrico con CAMMESA.

El funcionario firmó la resolución 371/2021 que establece parámetros específicos para que todas las distribuidoras en iguales situaciones de morosidad y cumpliendo idénticos compromisos, accedan a las condiciones que otorgó el artículo 87 de la Ley 27.591 (de Presupuesto Nacional).

Martínez expresó que *“comienza ahora el inmenso trabajo que hará CAMMESA con cada una de las distribuidoras para elaborar los respectivos acuerdos de regularización de deudas con el MEM”*.

El Secretario de Energía agregó que *“esta regularización permitirá dar certezas a las distribuidoras en la elaboración de sus programas financieros, ordenar el flujo financiero del sistema eléctrico en general, otorgar claridad en las relaciones de la administradora del MEM con las distribuidoras, y generar previsibilidad en el cumplimiento de las obligaciones que las distribuidoras tiene con CAMMESA”*.

Martínez destacó que *“las quitas o condonaciones que autoriza el artículo 87 de la Ley 27.591 serán otorgadas de acuerdo a parámetros objetivos. Se otorgará condonación de un monto igual a una factura mensual promedio por haber seguido la política de congelamiento determinada por el gobierno nacional para la emergencia sanitaria”*.

Además se otorgará una



condonación equivalente a dos facturas promedio en función del tratamiento y consideración especial que, por la situación de excepción, las distribuidoras tuvieron con sus usuarios.

Asimismo, afirmó, *“se otorgará un monto adicional de condonación, por una factura promedio, en función al plan de obras destinadas al mejoramiento del servicio y a las medidas que se adopten para mejorar la eficiencia energética”*.

El Secretario de Energía sostuvo que *“en esta reglamentación las cooperativas tendrán un tratamiento diferencial y más favorable dado su carácter de empresa social, y la ausencia de fines de lucro en sus objetivos”*. *Podrán optar por el mecanismo general o por una condonación que alcanza el 40 % de la deuda”*.

El funcionario declaró que *“sabemos que el trabajo será arduo pero confiamos en el profesionalismo y eficiencia del equipo de trabajo de CAMMESA para elaborar junto a cada distribuidora los acuerdos de regularización individuales”*.

Cabe referir que el Artícu-

lo 87 de la Ley de Presupuesto Nacional 2021 puntualiza, respecto de las obligaciones pendientes de pago con CAMMESA y/o con el Mercado Eléctrico Mayorista por las deudas de las distribuidoras, ya sean por consumos de energía, potencia, intereses y/o penalidades, acumuladas al 30 de septiembre de 2020, un régimen especial de regularización de obligaciones, en las condiciones que establezca la autoridad de aplicación.

El régimen de regularización deberá establecer *“criterios diferenciados para lo cual considerará origen y trayectoria de la deuda de cada una de las distribuidoras, la situación social media de sus usuarias y usuarios, y priorizar la obtención de un grado equivalente de desarrollo entre regiones, provincias y municipios y el mejor impacto en el servicio público”*.

La ley referida agrega en el artículo 87 que *“los criterios podrán contemplar diferentes alternativas, considerando las pautas mencionadas anteriormente, pudiendo reconocer créditos equivalentes a hasta cinco (5) veces la*

factura media mensual del último año o el sesenta y seis por ciento (66%) de la deuda existente”

“La deuda remanente deberá ser regularizada mediante un plan de pagos con un plazo de hasta sesenta (60) cuotas mensuales, hasta seis (6) meses de gracia y una tasa de interés equivalente de hasta el cincuenta por ciento (50%) de la vigente en el MEM”. Los créditos se harán efectivos en el marco del acuerdo de regularización de deudas que mantienen con CAMMESA. Asimismo, en cumplimiento de sus obligaciones y responsabilidades, se podrá acordar diferentes mecanismos que promuevan la ejecución de inversiones para lograr la mejora de la calidad del servicio o propender una reducción de las deudas de los usuarios en situación de vulnerabilidad económica.

La autoridad de aplicación podrá llegar a acuerdos de regularización en forma particular con cada una de las distribuidoras. Las distribuidoras de energía eléctrica agentes del MEM estarán obligadas a trasladar las condiciones otorgadas por el presente artículo a los distribuidores de energía eléctrica cooperativos que no son agentes del MEM y a los que les suministran la energía y potencia en bloque, adquirida del MEM con destino a aquéllas para su posterior distribución a los usuarios finales. Para el supuesto caso de que ello no sea posible, la autoridad de aplicación (Energía) determinará la modalidad de instrumentación del traslado del crédito y/o plan de pagos otorgado por este artículo a las cooperativas distribuidoras no agentes del MEM.

EPEC
aumentó la
tarifa eléctrica



ERSeP autorizó el segundo incremento del 2021 y rige desde este mes. La medida ya fue publicada en el Boletín Oficial.

El primer aumento del año por parte de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba se aplicó en enero y fue del 10,7 por ciento. Cuatro meses después, la tarifa de energía eléctrica vuelve a aumentar.

Será de 9,88 por ciento para los residenciales. En lo que va del año, el acumulado de EPEC ascendió a 21,6 por ciento.

Esta nueva suba rige desde mayo y fue aprobada por el Ente Regulador de los Servicios Públicos tras una audiencia pública. Ya fue publicada en el Boletín Oficial.

Cómo quedó el cuadro tarifario (en promedio para todas las categorías la suba es de 7,54%)

* 9,88% para la Categoría Residencial

* 10,30% para la Categoría General y de Servicios: alcanza a comercios e industrias

* 9,48% y 10,68% para el resto de las categorías sin medición de demanda

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

Genneia compensó la huella de carbono generada en 2020

La empresa de generación de energías renovables Genneia neutralizó el total de sus emisiones de carbono realizadas en su sede central. Es el tercer año consecutivo que cumplen con este compromiso ambiental.

En el marco del día de la Tierra la empresa anunció que ha compensado la totalidad de la huella de carbono generada durante 2020 en su sede administrativa. Luego de un proceso inicial de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, la empresa midió un total de 1.698 toneladas de CO₂ que fueron canceladas a través de bonos de carbono emitidos por el Parque Eólico Rawson.

El Director de Asuntos Corporativos de Genneia, Gustavo Castagnino, afirmó al respecto que “como compañía líder en energías renovables, no sólo buscamos ser facilitadores de fuentes limpias de generación si no dar el ejemplo y el impulso para que este nuevo paradigma orientado a una economía sustentable y circular, se convierta en el único posible”. “Nos enorgullece trabajar en equipo para reducir nuestras emisiones de carbono y tener las herramientas para neutralizar las efectuadas, a la vez que nos permite visibilizar la importancia de su implementación en todas las industrias”, agregó.

La decisión de una organización de convertir una acción o período de gestión en carbono neutral, conlleva un compromiso prioritario en la rutina de cada día, mejorando la performance del negocio en materia de eficiencia energética. En esa línea, se comienza por la medición y reducción de cada proceso y consumo identificado; llevando las emisiones de carbono al mínimo posible.

En el caso de Genneia, la huella neutralizada contempla las emisiones de todo el personal asignado a la sede central, los viajes aéreos y terrestres correspondientes a compromisos laborales del total de la compañía, el consumo de energía eléctrica y de los materiales de oficina. Estos factores fueron inicialmente gestionados para su mitigación al mínimo, y luego compensados de manera responsable.

“Abordamos esta acción en el marco de un enfoque integral de la estrategia de sustentabilidad, teniendo a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) como norte. Seguiremos enfocando nuestros esfuerzos corporativos en lograr una contribución activa y comprometida, en miras de un nuevo modelo de desarrollo”, sostuvo Carolina Langan, Jefa de Sustentabilidad.

La compañía fue uno de los impulsores que dio comienzo a la gestión de carbono neutralidad en el sector privado argentino. A través de la registración de numerosos proyectos ante el Verified Carbon Standard, el principal mercado voluntario de bonos de carbono a nivel mundial, Genneia ha aportado la herramienta de bonos de carbono para la cancelación de huellas en eventos de gran magnitud como los últimos torneos de Córdoba Open ATP 250, los Coloquios de IDEA, el evento Argentina Impacta y el Congreso de Empresas B, entre otros.

Genneia es la compañía líder en la provisión de soluciones energéticas sustentables en Argentina, superando el 25% de la capacidad instalada de energía eólica del país, lo que la convierte en la número uno del sector.

Con el desarrollo de sus parques eólicos Rawson, Trelew, Madryn, Chubut Norte, Villalonga, Pomona y Necochea, la empresa actualmente cuenta con una potencia de 783 MW en energía eólica; y supera los 850 MW de energía renovable al considerar su parque solar Ullum (82 MW) ubicado en la provincia de San Juan. Genneia también es propietaria y operadora de 3 centrales de generación térmica (437 MW), lo que lleva a 1.200 MW su potencia instalada. En Pilar (Buenos Aires) funciona su Centro de Control Operativo (CECO), que permite maximizar la performance, predecir fallas y suministrar energía eléctrica eficaz, productiva y responsable sin sufrir alteraciones. Reciben más de 4 millones de señales por minuto que llegan desde los 236 aerogeneradores, 283.000 paneles solares y 3 centrales térmicas distribuidos en todo el país, posibilitando la visualización y monitoreo de la operación de cada uno, minuto a minuto y garantizando así, el suministro energético a todos sus clientes de forma integral.

Bolivia resucitará la industria nacional del litio



La anhelada industrialización del litio en Bolivia ha vuelto a la agenda gubernamental como “prioridad” con miras al bicentenario de la independencia del país en 2025, para lo cual el Ejecutivo de Luis Arce diseñó una estrategia que ahora incluye el uso de la tecnología de extracción directa (ELD).

En un acto en La Paz, Arce aseguró que la agenda 2021-2025 de la industrialización del litio es “prioridad” para su Gobierno, por lo que se diseñó una estrategia “rumbo al bicentenario”.

“Esta estrategia comprende ejecutar proyectos paralizados; pero se agrega un componente estratégico que consiste en adicionar una tecnología de extracción directa del litio (EDL) que nos permitirá innovar y acelerar sobre todo nuestra inclusión en la industria del litio a nivel global”, resaltó el gobernante.

Arce lamentó que la empresa estatal Yacimientos de Litio Bolivianos (YLB) estuviera “parada” durante la gestión transitoria de la ex presidenta Jeanine Añez con una supuesta intención de “volver al pasado y de entregar” los recursos naturales “a los afanes transnacionales”.

“Hay un tiempo que hemos perdido y que debemos recuperar. Y esa recuperación nos obliga a mejorar la tecnología para tener resultados más temprano, caso contrario el proceso de industrialización de nuestro litio con el esquema anterior no iba a garantizar frutos a la brevedad”, manifestó.

En ese afán, el Ejecutivo boliviano convocó en esta jornada a las empresas interesadas en probar en el país

su tecnología de EDL con las salmueras de los salares bolivianos de Uyuni, Coipasa y Pastos Grandes, algo considerado un “hito” por las autoridades nacionales.

El ministro de Hidrocarburos y Energías, Franklin Molina, quien participó en el evento junto a Arce, explicó que mediante un proceso de EDL se separa el litio de los iones de potasio, sodio, calcio, magnesio y sulfatos que se encuentran en las salmueras.

“La aplicación de estas tecnologías podrá generar un salto sustancial no solamente en el proceso productivo, dado que al realizarse de manera directa tendrá un menor impacto en el medio ambiente y podrá incorporar mayor productividad en la producción de carbonato de litio y otros derivados”, destacó Molina.

Esto acelerará el proceso de industrialización del litio, agregó.

Reservas y Proyectos

Bolivia posee unas reservas de 21 millones de toneladas de litio, una de las mayores de todo el mundo, la mayor parte en el salar de Uyuni en la región andina de Potosí, y en menor proporción en los yacimientos de Pastos Grandes, también potosino, y Coipasa, compartido entre el departamento boliviano de Oruro y Chile.

El litio boliviano estuvo en la mira tras la salida de Evo Morales de la Presidencia en noviembre de 2019, pues el exmandatario ha asegurado varias veces que se vio obligado a renunciar por un supuesto golpe de Estado contra él promovido por intereses

como los de Estados Unidos sobre este recurso.

La crisis de 2019 coincidió con una protesta regional en Potosí por un decreto de Morales que autorizó una sociedad mixta entre YLB y la alemana ACI Systems (ACISA) para producir hidróxido de litio, entre otros componentes. El decreto fue anulado luego, una semana antes de la renuncia de Morales a la Presidencia.

El Gobierno de Arce ha acusado al de Añez de intentar entregar el litio a empresas extranjeras, aunque la gestión de la ex presidenta transitoria se limitó a mantener los proyectos iniciados por Morales y no tomó decisiones sobre posibles alianzas con inversionistas extranjeros.

Actualmente Bolivia tiene en funcionamiento plantas de industrialización de sales, de cloruro de potasio, una piloto de carbonato de litio y está en construcción otra de mayor escala en la que se prevé producir unas 15.000 toneladas, indicó Molina.

También tiene una planta piloto de materiales catódicos y próximamente prevé inaugurar otra de baterías de ión litio y un centro de investigación y tecnología en Potosí, agregó.

En el acto se expusieron maquetas de las plantas de carbonato de litio y cloruro de potasio y de las piscinas para el tratamiento de las salmueras, además de muestras de las baterías para vehículos y equipos electrónicos que se han empezado a elaborar en pequeña escala en el país.

Arce y Molina también condujeron un prototipo de vehículo que funciona con una batería producida con el litio boliviano.

INTERNACIONALES

Biden le apunta a la OPEP, tras la caída de la producción de petróleo en EE.UU.

La producción de petróleo de Estados Unidos (EU) cayó más de un millón de barriles por día (bpd) en febrero, el mínimo desde octubre de 2017, según el informe mensual de la Administración de Información de Energía (EIA).

El descenso de la producción se vio en estados que son grandes extractores como Dakota del Norte y Texas, así como en las plataformas en alta mar en el Golfo de México, señaló el reporte. Se trata de la primera vez en que la producción petrolera cae por debajo de los 10 millones de bpd desde enero de 2018, según la agencia. El declive tiene múltiples factores desde las bajas temperaturas en Texas, hasta la quiebra de empresas productoras de "shale".

La OPEP en la mira

En consonancia con la caída de la producción interna y previendo un aumento de la demanda que empuje el precio al alza, a fines de abril, el presidente del Comité Judicial de la Cámara de Representantes de Estados Unidos, Jerrold Nadler, informó la aprobación del proyecto de Ley sobre la Prohibición de los Carteles Productores y Exportadores de Petróleo, su título abreviado en inglés: NOPEC, cuyo propósito es darle potestad al Departamento de Justicia de los Estados Unidos a emprender demandas antimonopolio contra países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

El proyecto de ley NOPEC, presentado por el representante republicano Steve Chabot, fue aprobado por voto de voz en el Comité Judicial de la Cámara.

Desde la OPEP advirtieron que desde el punto de vista técnico y del derecho norteamericano, un "cartel" es la asociación de empresas unidas por un acuerdo de colusión para reducir la competencia entre ellas y que este no es el caso. Al contrario del pacto de Achnacarry que dio lugar al nacimiento de las "siete hermanas" como las bautizara el mítico Enrico Mattei, factótum de la ENI. En las últimas décadas



han habido proyectos de ley similares para apuntarle a la OPEP cuando los precios del petróleo suben, pero todos han fracasado.

Expertos en derecho internacional opinan que la OPEP no clasificaría en la categoría por tratarse de una organización intergubernamental cuyas decisiones se basan en el consenso entre Estados y no en empresas. Por su parte los expertos en mercados energéticos estiman que los intentos de aplicación práctica de la medida podría traer conflictos y aumentos en la cotización del recurso.

Sin sutilezas, la OPEP a través de una carta firmada por su secretario general Mohammad Barkindo, dijo que el proyecto de ley de la administración estadounidense contra el grupo, podría poner en riesgo los intereses estadounidenses en el exterior.

"Es fundamental que los países miembros fortalezcan los contactos diplomáticos bilaterales con funcionarios gubernamentales de Estados Unidos... y expliquen las desventajas a Estados Unidos si el proyecto de ley NOPEC se convierte en ley". "Estas desventajas podrían incluir: debilitar el principio de inmunidad a nivel mundial, poner en peligro los intereses de Estados Unidos en el exterior y proteger su personal y activos", según la misiva enviada a los estados miembro.

Barkindo dijo que "varios actores económicos destacados de Estados Unidos" han expresado reservas so-

bre el proyecto de ley NOPEC, incluida la Cámara de Comercio de Estados Unidos. Su carta a los miembros de la OPEP incluía una carta de Neil Bradley, Director de Políticas de la Cámara, dirigido al presidente del Comité Judicial de la Cámara de Representantes de los Estados Unidos, Jerrold Nadler, ya Jim Jordan, un miembro de alto rango de la Cámara de Representantes.

En declaraciones a la prensa (Reuters) Barkindo dijo que "Bajo regímenes legales recíprocos, Estados Unidos y sus agentes en todo el mundo podrían ser juzgados ante tribunales extranjeros, incluidos los militares, por cualquier actividad en la que en el estado extranjero sea considerado delito".

Barkindo dijo también que otras desventajas del proyecto de ley podrían incluir la afectación de importantes relaciones comerciales y energéticas entre Estados Unidos y los estados miembros y podrían afectar los precios del petróleo. "Aumentaría el riesgo de volatilidad en los mercados petroleros internacionales, lo que afecta directamente a los estados y corporaciones productoras de petróleo de Estados Unidos", dijo Barkindo.

La carta de Barkindo dice que el proyecto de ley podría resultar en multas para los miembros de la OPEP y sus compañías petroleras nacionales, que podrían ser cobradas mediante la incautación de activos en suelo estadounidense o en otro lugar.

Mal recuerdo

El 27 de abril de 2020, la cotización del crudo se situó -en algunos casos particulares- valores negativos, algo que la memoria no registra. Pero el mercado se acomodó y precio de la materia prima recuperó paulatinamente su precio, similar a los días previos a la pandemia.

En aquella oportunidad el precio de referencia del crudo en Estados Unidos se situó en terreno negativo cayendo hasta 40,32 dólares el barril el día 20 de abril y se mantuvo por debajo del umbral de cero dólares un día más. Los depósitos estaban a tope y sin demanda el costo de almacenamiento golpeó a los especuladores que decidieron desprenderse de sus tenencias.

Vacunas

"La situación ha cambiado mucho desde entonces", especialmente tras la llegada de varias vacunas contra el covid-19 que alimentaron la esperanza de pasar la página de la pandemia, apunta a la AFP Ipek Ozkardeskaya, de Swissquote Bank.

Pesa al estoqueo indiscriminado y a la reticencia de las potencias a distribuir vacunas y las perspectivas son de recuperación. El precio ya se ubica en torno a unos optimistas 65 dólares el barril, el petróleo recuperando su precio previo a la pandemia.

El banco estadounidense Goldman Sachs estimó que superará los 80 dólares en este verano boreal por los "in-

dicadores favorables de la demanda en las zonas con fuerte tasa de vacunación". Su rival Morgan Stanley calcula por su parte que el barril de crudo alcanzaría los 70 dólares en el tercer trimestre.

"A medida que se acercan los meses de verano, es razonable esperar que el efecto 'reapertura' de la economía se sume al aumento estacional normal" del consumo del recurso, según sus analistas. A pesar de la opacidad del mercado, la "oferta y la demanda" son ahora más sólidas y equilibradas, según las últimas previsiones publicadas por la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

Por su parte, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (Opep) también se mostró optimista y espera un repunte mundial de la demanda de crudo que podría llegar a los 96,5 millones de barriles diarios. La campaña de vacunación en el Reino Unido está en pleno apogeo, así como en Estados Unidos, donde su presidente, Joe Biden, reveló un gigantesco plan de recuperación para la primera economía mundial y primer consumidor de crudo.

El Fondo Monetario Internacional (FMI) también proyecta un crecimiento mundial del 6% en 2021 tras la histórica recesión de 2020

"La sensación de que todo va bien ha hecho que el mercado se confíe demasiado para hacer frente a una nueva crisis", advierte Bjornar Tønhaugen, analista de Rystad, en una nota publicada el martes. Una situación similar a la del pasado abril "puede producirse", abunda Bjarne Schiel-drop, analista de SEB.

Disputa en pandemia

La pandemia se sumó a la disputa entre Rusia y Arabia Saudita el 6 de marzo de 2020 durante la última reunión ministerial de la OPEP+, que reúne a los 13 países de la OPEP y a 10 naciones aliadas, recuerda. El segundo y el tercer productor mundial de crudo, respectivamente, se sumieron en una corta e intensa guerra de precios.

Desde entonces, la alianza de países productores de petróleo retomó la senda del acuerdo y recortó drástica-

mente su producción para adaptar la oferta a la escasa demanda. Ahora, la válvula se reabre de a poco. El secretario general de la Opep, Mohammed Barkindo, señaló que la "economía mundial sigue mostrando signos positivos de recuperación", aunque advirtió de la incertidumbre sobre el futuro.

El próximo punto de inflexión para los productores podría ser la transición energética, que debería "cambiar fundamentalmente el mercado para 2050" por un aumento de las energías renovables, advierte Tonhaugen.

Opep y la producción de mayo

El club de los 23 productores dejaba hasta ahora cada día unos siete millones de barriles bajo tierra sin embargo anunciaron el incremento de su producción a partir de mayo al constatar el avance de las campañas de vacunación contra el Covid-19.

En abril, un comunicado de la OPEP señaló que "La reunión aprobó el ajuste de los niveles de producción para mayo, junio y julio de 2021 sin que cada ajuste pueda ser mayor a 0,5 millones de barriles diarios (mbd)", precisó el comunicado de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y aliados.

Pero tras aquella reunión "Se decidió aumentar colectivamente el nivel actual de producción de los países de la OPEP+ en mayo en 350.000 barriles diarios", la misma cantidad en junio "y de 450.000 en julio", declaró el ministro kazajo de Energía en un comunicado.

Luego de anunciar un repunte en la producción de Rusia, el aliado más fuerte de la OPEP, estimó que durante la próxima reunión del grupo no se modificará la estrategia de recortes vigente. La decisión se dio pese a las expectativas de que el bloque actuaría con prudencia, el ministro saudita de Energía príncipe Abdelaziz bin Salman dijo que la decisión podría aún modificarse en otras reuniones.

California prohíbe las fracturas hidráulicas, a partir del 2024

Emilio J. Cárdenas (*)

El actual gobernador del estado de California, en los Estados Unidos – país que hoy es, desde el año 2014, el primer productor mundial de hidrocarburos- Gavin Newsom, acaba de anunciar formalmente que prohibirá la obtención de hidrocarburos a partir de la llamada "fracturación hidráulica" de las rocas del subsuelo, inyectando para ello fluidos a una fuerte presión, desde el año 2024. En tres años más, entonces. En su propio Estado, obviamente.

Hablamos de apenas un 2% de la producción petrolera californiana actual.

Desde el mes de enero del 2014 ya no se emitirán, a estar a los anuncios, nuevas autorizaciones para que las empresas del sector de los hidrocarburos puedan recurrir al uso de esa particular



técnica, a la que se acusa, bien o mal, de generar remezones telúricos, contaminar el aire y el agua, y de provocar enfermedades peligrosas, como son el cáncer y el asma.

A lo que el gobernador de California agregó que es también su intención

política que, ya para el año 2045, cese completamente la extracción de hidrocarburos provenientes del subsuelo californiano. Progresivamente, por supuesto.

La medida está siendo justificada por el mencionado Gavin Newsom en la necesidad urgente de comenzar a enfrentar, con medidas bien concretas, al llamado proceso de "cambio climático".

Estará acompañada por la prohibición, desde el año 2035, de vender en California vehículos automotores impulsados con motores como los actualmente prevaecientes, esto es a explosión térmica.

El mundo "post petróleo" comienza a aparecer, paso a paso. Lentamente, pero está ya conformándose frente a todos nosotros.

(*) Ex Embajador de la República Argentina ante las Naciones Unidas.

BP ganó US\$ 4.667 millones en el primer trimestre del año

La petrolera BP informó este martes de que su beneficio atribuido se situó en 4.667 millones de dólares en el primer trimestre de 2021, frente a las pérdidas atribuidas de 4.365 millones de dólares en el mismo periodo del año anterior.

En un comunicado remitido a la Bolsa de Valores de Londres, BP señaló que su beneficio antes de impuestos se situó entre enero y marzo en 6.542 millones de dólares, frente a las pérdidas de 4.524 millones de dólares en el mismo trimestre del año pasado.

Los ingresos totales llegaron en el primer trimestre a 36.492 millones de dólares, un alza del 18,2 % frente al

mismo periodo del año anterior, añadió BP, que publica sus resultados en dólares porque es la divisa en que cotiza el crudo.

Las compras de BP se situaron entre enero y marzo en 15.656 millones de dólares, un 22,4 % menos que en el mismo periodo de 2020, indica la compañía, que ha resaltado su mejor rendimiento por la recuperación de los precios del crudo.

La deuda neta de la compañía se situó en el primer trimestre en 33.313 millones de dólares, un 35,1 % menos que en los primeros tres meses de 2020.

La petrolera informó de que espera que la demanda

del crudo se recupere en 2021 debido a un fuerte crecimiento en EEUU y China, mientras avanzan los planes de vacunaciones contra la covid-19 y se levantan las restricciones de manera gradual.

Además, BP confía en una recuperación de la demanda global de gas por encima de los niveles de 2019.

La duración de las actuales condiciones del mercado tendrá un impacto en el futuro rendimiento financiero de BP, agrega.

BP espera poner en marcha una recompra de acciones por valor de 500 millones de dólares en el segundo trimestre del año tras reducir su deuda.

Equinor firma un contrato para perforar seis pozos en un área de presal

La petrolera noruega Equinor firmó un contrato de 380 millones de dólares con Seadrill Management para la perforación de seis pozos hasta 2024 en el campo de Bacalhau, un área de presal localizada en la Cuenca de Santos.

Las perforaciones serán realizadas por el buque de perforación West Saturn. La duración del contrato es de cuatro años, con el inicio de la operación previsto para el primer trimestre de 2022.

La proyección es que la primera fase, que prevé una plataforma con capacidad para producir 220.000 barriles diarios de petróleo en 2024, demandará una inversión de 8.500 millones de dólares.

ExxonMobil ganó 2.251 millones en el primer trimestre del año

La petrolera estadounidense ExxonMobil logró un beneficio neto atribuido de 2.730 millones de dólares en el primer trimestre del año, frente a las pérdidas de 610 millones de dólares contabilizadas un año antes, informó la multinacional.

La cifra de negocio de la compañía entre enero y marzo ascendió a 59.147 millones de dólares, un 5,3% por encima de los ingresos correspondientes al primer trimestre del ejercicio pasado. La producción de crudo y equivalentes en el primer tri-

mestre del año alcanzó los 3,78 millones de barriles diarios, una cifra un 2,6% superior a la correspondiente al mismo periodo de 2020. "Los sólidos resultados del primer trimestre reflejan el efecto beneficioso de los precios más altos de las materias primas y nuestro enfoque en la reducción de costes estructurales, al tiempo que priorizamos las inversiones en activos con un bajo coste de suministro", dijo Darren Woods, presidente y consejero delegado de la multinacional.

La rusa Novatek obtuvo un beneficio de US\$ 870 millones en el primer trimestre

El mayor productor independiente de gas natural de Rusia, Novatek, obtuvo en el primer trimestre un beneficio neto atribuido de 870 millones de dólares frente a las pérdidas del mismo periodo del año anterior.

Los resultados de la compañía se han visto aún afectados por la pandemia del coronavirus, por su efecto en las actividades económicas mundiales y la reducción de la producción de la alianza OPEP+, pero menos que el año pasado.

Los de Novatek ascendieron entre enero y marzo a 3.300 millones de dólares, lo que supone un aumento del 32,5 % con respecto al mismo periodo de 2020.

El beneficio bruto de explotación o ebitda, teniendo en cuenta su participación en empresas de riesgo compartido, sumó 1.920 millones de dólares un 42,9 % más.

El terrorismo mantiene a muchos en la pobreza

Por Emilio J. Cárdenas (*)

Mozambique es un país africano de aquellos que luchan, como algunos otros, denodadamente contra la pobreza.

Tiene 30 millones de habitantes y un ingreso per cápita de apenas unos 450 euros por año. La expectativa de vida al nacer es allí de tan sólo unos 60 años. Por esto, poder crecer económicamente con algún dinamismo es esencial para su gente. Es la clave para, precisamente, poder dejar atrás la injusta maldición de la pobreza.

La enorme empresa petrolera francesa Total estaba liderando la labor de un

consorcio conformado con empresas de los EEUU, Japón, Gran Bretaña, Italia, Tailandia, Holanda y Sudáfrica para extraer gas, cerca de la ciudad portuaria de Palma, en el norte de la provincia de Cabo Delgado, que acaba de ser dejado expresamente de lado, como consecuencia del impacto adverso de una fuerte ofensiva de atentados terroristas desplegada por un violento, pero activo, grupo local islámico armado, denominado "Chabab", que paradójicamente quiere decir: "los jóvenes".

Como resultado de la inseguridad resultante, el proyecto de Total antes mencionado ha sido ahora oficialmente

dejado de lado.

Los ciudadanos locales serán los grandes perjudicados de esa cancelación, desde que las oportunidades económicas que se derivaban del mismo ya no están sobre la mesa. Han desaparecido. En su lugar, seguirá flotando la pobreza.

Pero así se escribe lamentablemente la historia. Cuanto más terror, menos crecimiento. Menos dignidad. Y menos bienestar. Otro ejemplo del enorme daño que unos pocos generan a muchos, desaprensivamente, como fruto directo de su ignorancia colectiva.

(*) Ex Embajador de la República Argentina ante las Naciones Unidas.

La petrolera Total retira a su personal de las obras en Mozambique

La petrolera francesa Total confirmó a fines de abril que la situación de seguridad en el norte de Mozambique, asediado por el yihadismo, le lleva a retirar a todo su personal del proyecto gasífero LNG por razones de seguridad.

El 27 de marzo, la compañía anunció la suspensión de la reactivación de ese proyecto y redujo al mínimo su fuerza de trabajo en la zona, sobre la que ahora confirmó una retirada completa.

El proyecto Mozambique LNG para construir una planta de licuado de gas natural con capacidad para 13,1 millones de toneladas anuales en ese país africano había conseguido una financiación de 14.900 millones de dólares, tal y como anunció el pasado julio Total.

El acuerdo de financiación, el mayor para un proyecto de este tipo en África, según Total, se cerró con préstamos suscritos por ocho agencias de créditos a la exportación, por 19 bancos comerciales y por el Banco Africano de Desarrollo.

Uruguay avanza hacia la segunda transición energética

El Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay (MIEM) y la Organización Latinoamericana de Energía (Olade), llevaron a cabo el I Foro Internacional de Movilidad Eléctrica bajo el lema Descarbonizando el transporte. En el encuentro, el ministro Omar Paganini resumió los planes con los que Uruguay avanza hacia la segunda transición energética.

En la apertura del evento el ministro Omar Paganini anunció que en el país continuarán los incentivos para ampliar la flota eléctrica (en el transporte público y en pequeños vehículos), a la vez que UTE (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas) instalará 152 nuevos cargadores en espacios públicos, entre otras medidas

El ministro recordó que Uruguay cuenta con fortalezas en cuanto a la generación eléctrica. Manifestó su orgullo por la primera transformación energética que ha obtenido esos logros y que ha colocado al país en un lugar de destaque internacional. Por ejemplo, el país ocupa el segundo lugar en el mundo en generación eólica, solo detrás de Dinamarca, señaló. Sin embargo, el secretario de Estado enfatizó que ahora toca asumir una segunda transformación energética que apueste a la descarbonización. "Hoy el 37% de

la matriz energética uruguayana proviene de fuentes fósiles y el transporte representa las dos terceras partes", resaltó.

El ministro también subrayó la importancia del trabajo interinstitucional para incentivar la transformación de la flota pública, a través de subsidios que han permitido la incorporación de decenas de ómnibus eléctricos en Montevideo. Afirmó que se continuará en esta dirección, así como en la incorporación de taxis eléctricos.

Adicionalmente informó que Uruguay es uno de los cuatro países del mundo que recibirá financiamiento del Fondo Conjunto de Naciones Unidas para los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Con los 10 millones de dólares no reembolsables obtenidos se apalancará el financiamiento bancario para proyectos público-privados en el área de la descarbonización, de la sostenibilidad ambiental y de la economía circular. Esto incluye la movilidad.

Asimismo, el ministro de Ambiente de Uruguay, Adrián Peña, quien también participó en la apertura, destacó que Uruguay está trabajando en el desarrollo de políticas ambientales gracias a la nueva institucionalidad creada con el Ministerio de Ambiente.

Explicó que el país había avanzado en normativas importantes, así como en la Po-



lítica Nacional de Cambio Climático y en los cumplimientos derivados del Acuerdo de París.

Anunció que en 2022 se hará una Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional, más ambiciosa que la primera y que el gobierno se encuentra aproximado a la estrategia climática de largo plazo. Para ello, el ministerio de Ambiente y el MIEM trabajan actualmente en la creación de un plan nacional de adaptación del sector energético.

"En este marco, la movilidad eléctrica resulta un factor clave y se encuentra incluida en algunos de los compromisos incondicionales surgidos

del Acuerdo de París" mencionó el ministro de Ambiente de Uruguay, Adrián Peña.

Por su parte, el secretario ejecutivo de Olade, Alfonso Blanco, agradeció la incorporación del MIEM para la elaboración del foro "que permite incorporar conocimientos y políticas regionales" y felicitó a Uruguay por integrar las políticas energéticas de Estado con las ambientales, a través de un trabajo colaborativo que no es común en la región.

Añadió que Olade promueve estas prácticas de desarrollo nacional en toda la región, teniendo en cuenta que, en promedio, en la región el transporte representa el 38% del consumo final de

la energía. El secretario ejecutivo de la Olade subrayó que Uruguay es capaz de integrar políticas de Estado energéticas y ambientales.

Por su parte, el director nacional de Energía de Uruguay, Fitzgerald Cantero, aseguró que el objetivo es continuar en esta línea de intercambio, a través de nuevos foros e instancias colectivas.

Subrayó la relevancia del conocimiento de experiencias internacionales y afirmó que es necesario que tanto Uruguay como la región generen más infraestructura para promover la movilidad eléctrica, por ejemplo, a través de una red de cargadores regional.

Cantero dijo que se deben brindar condiciones para que las familias y las instituciones puedan elegir libremente cómo desean moverse. Además, agregó que las organizaciones públicas deben procurar que la red de transporte público y familiar sea más eficiente.

El I Foro Internacional de Movilidad Eléctrica contó además con una exposición de Christopher Zegras, de Movilidad y Urbanismo del Massachusetts Institute of Technology (MIT), quien realizó una presentación en la que analizó la realidad actual de la movilidad, que incluye aspectos como la transformación digital y la automatización.

Mostró diversos estudios internacionales y afirmó que un cambio de esta envergadura requiere una planificación urbana y estratégica, ya que "construir transporte es construir ciudades". Aclaró que el proceso debe ser cuidadoso y que resulta costoso y difícil de revertir.

Tenaris sigue comprometida con la salud

Impulsa una reforma integral en el Sanatorio "Augusto T. Vandor"



El proyecto eleva el nivel de performance quirúrgica del establecimiento administrado por la Unión Obrera Metalúrgica (UOM), que además de las obras, recibió 3 respiradores mecánicos de última tecnología para la asistencia de los casos más complejos.

En línea con su misión de fortalecer el sistema sanitario de la región desde los inicios de la pandemia del COVID-19, Tenaris se encuentra ejecutando una reforma integral al sector de quirófanos del Sanatorio "Augusto T. Vandor", administrado por la seccional Campana de la Unión Obrera Metalúrgica (UOM).

Javier Martínez Álvarez, presidente de Tenaris para Cono Sur, recorrió esta semana el sector que está en proceso de renovación y destacó el impacto que estas mejoras tendrán en la operatoria diaria y que elevarán el nivel de las intervenciones quirúrgicas llevadas a cabo en el establecimiento. También agradeció los esfuerzos que el personal médico de este centro y de la región están haciendo hace tantos meses.

"Detectamos la necesidad de avanzar con reformas del establecimiento durante el análisis conjunto que hicimos en conjunto con la UOM a lo largo de la pandemia. En este centro médico son atendi-

dos cientos de colaboradores y personal retirado de la compañía, a quienes queremos cuidar tanto dentro de planta -implementando estrictos protocolos de seguridad para operar- como fuera de ella", señaló Martínez Álvarez.

De la recorrida participaron también Santiago García, Director del área de Ingeniería de Tenaris y Ángel Deroso, Secretario Adjunto de la UOM Seccional Campana.

El proyecto consiste en una mejora de la infraestructura edilicia y un reordenamiento del lay-out general. A partir de esta iniciativa, el Sanatorio Vandor contará con dos quirófanos -uno grande y otro intermedio-, una sala de partos, áreas de circulación limpia y sucia divididas, un área de rehabilitación anestésica, un vestuario para médicos y un ala de esterilización. Además de las obras, Tenaris concretó esta semana la donación de 3 respiradores mecánicos de última tecnología para la asistencia de los casos más complejos.

En total, la obra implicó el reacondicionamiento de 315 metros cuadrados y una inversión de más de \$25 millones. Si bien la sala de partos y la maternidad aledaña tuvieron que ver interrumpidos sus servicios, en ningún momento se afectó el funcionamiento de la Unidad de Terapia Intensiva, un recurso indispensable

en tiempos de pandemia.

Adolfo Cartelli, subdirector del Sanatorio Vandor, cuenta con una extensa trayectoria de trabajo en quirófanos de toda Argentina. En ese sentido, aseguró que *"las nuevas instalaciones de nuestra institución la colocan en un nivel de práctica muy elevado, muy cerca de los hospitales de referencia del país."*

"Estamos en condiciones de llevar adelante desde una intervención menor hasta una neurocirugía de alta complejidad, con importantes condiciones de seguridad y en un ambiente cómodo tanto para los profesionales como para los pacientes", subrayó.

El fortalecimiento del sistema sanitario de la región ha sido prioritario para Tenaris desde que comenzó la pandemia del COVID-19.

La compañía optimizó las prestaciones del "Augusto T. Vandor" a lo largo de todo el 2020, donando equipamiento médico, así como miles de insumos de bioseguridad para prevenir de contagios entre su personal.

Asimismo, recientemente se empezaron a ejecutar las obras para un nuevo laboratorio en el Hospital Municipal San José de Campana, un proyecto de Tenaris para mejorar no solo la calidad de atención sino también la capacidad de respuesta médica del establecimiento sanitario local.

Aporta nuevo laboratorio para el hospital de Campana

Con una inversión de más de \$28 millones, el proyecto de 285 m2 cubiertos permitirá mejorar los servicios del laboratorio actual en un contexto de alta demanda.

De esta manera, Tenaris continúa ejecutando su plan para robustecer la infraestructura en salud de la comunidad de Campana desde el inicio de la pandemia.

Campana, 23 de abril de 2021. El fortalecimiento del sistema sanitario de la región ha sido prioritario para Tenaris desde que comenzó la pandemia de COVID-19. Mientras avanza la segunda ola de contagios, también lo hace la construcción de un nuevo laboratorio para el Hospital Municipal San José de Campana, un proyecto de la compañía que mejorará no solo la calidad de atención sino también la capacidad de respuesta médica del principal establecimiento sanitario de la ciudad.

"Este proyecto lo anunciamos junto a la inauguración del módulo médico que sumó 10 camas de internación clínica al Hospital. Durante este período, Tenaris ha acompañado a la comunidad en este inédito desafío que nos presenta la pandemia, y contribuyendo a fortalecer la infraestructura y los servicios de salud tanto del sistema público como privado", expresó Javier Martínez Álvarez, presidente de Tenaris para el Cono Sur.

En total se construirán 285 m2 cubiertos: 195 m2 destinados al Laboratorio y otros 90 m2 de pasillo conector -que alojarán la recepción y boxes de extracción-, unido al resto del edificio mediante escalera. La obra respetará la arquitectura del Hospital San José y está diseñada para permitir nuevas expansiones a futuro. El proyecto implica una inversión para Tenaris de más de \$28 millones.

Cecilia Acciardi, secretaria de Salud del Municipio de Campana, también destacó como *"valioso"* el apoyo de Tenaris al permitirle al Hospital *"contar con un Laboratorio adaptado a las necesidades actuales, dado el aumento sostenido de pacientes y la complejidad cada vez mayor de los procedimientos y técnicas aplicadas"*.

El Laboratorio del Hospital San José realiza por día un promedio 100 extracciones. Las nuevas instalaciones, que amplían las actuales, permitirán incrementar el número de personal abocado a la tarea. Además, como el sector dejará de estar en el centro del establecimiento, podrá disponer de un ambiente mejor ventilado, una medida de prevención clave en el contexto de la pandemia.

Las obras se están desarrollando sobre el ala lindera a calle Jacob del Hospital. Durante esta primera etapa los trabajos se concentran en el apuntalamiento de fundaciones, desmontaje de techos de chapa, la instalación de viguetas, hormigonado y posterior cerramiento de la flamante estructura. En una instancia posterior se levantarán las divisiones internas y se procederá al traslado e instalación del equipamiento.

Tenaris optimizó las prestaciones del Hospital Municipal San José a lo largo de todo el 2020. Primero, la compañía llevó adelante una obra para aumentar la capacidad del sistema de soporte para las camas de Unidad de Cuidado Intensivo (UCI). Para eso, incrementó el caudal y presión del aire comprimido, mejoró la infraestructura eléctrica y reemplazó el sistema de acumulación de oxígeno medicinal. Meses más tarde, la empresa montó un módulo médico de internación para pacientes no-COVID que sumó 10 nuevas camas.

En paralelo, Tenaris contribuyó a ampliar la capacidad de asistencia médica del edificio donando 17 respiradores mecánicos, 12 camas de terapia intensiva y equipamiento complementario: flujímetros, bombas de infusión, manómetros de aire comprimido y manómetros de oxígeno. También se donaron cientos de kits de bioseguridad para cuidar la salud de su personal médico, administrativo y auxiliar.

En el Día de la RSE

PAE llegó a más de 550.000 personas con sus programas de sustentabilidad

La compañía logró adaptar y reconvertir en formato y contenido más del 90% de sus actividades para continuar acompañando a las comunidades en contexto de pandemia. En el marco del Día de la Responsabilidad Social Empresarial, Pan American Energy reafirma su compromiso con las comunidades cercanas a sus operaciones.

Mediante un trabajo sostenido de triple impacto, durante la pandemia se implementaron más de 140 programas y actividades – con especial foco en Salud, Educación y Pymes – que alcanzaron a más de 550.000 personas de todo el país. En este último año, la compañía logró reconvertir más del 90% de sus iniciativas en formato y contenido para poder dar respuesta a las nuevas necesidades que despertó la pandemia.

Con la certeza de que la salud es un tema central en esta coyuntura, PAE elaboró un Plan de Acción Integral por COVID-19 para acompañar al personal sanitario a través de la provisión de equipamiento e insumos críticos que incluyó el armado de cuatro hospitales de campaña.

En paralelo, se brindó un plan de entrenamiento y capacitación a más de 6.000 profesionales de la salud para el

manejo y cuidados de pacientes con el virus.

En el plano educativo, se puso especial foco en la transformación digital, el teletrabajo y la educación a distancia. Así, más de 15.000 alumnos se capacitaron en nuevas herramientas digitales para impulsar su inserción laboral, y más de 23.000 docentes recibieron formación en educación virtual y nuevas herramientas pedagógicas. Por su parte, el Programa de Becas PAE, reforzó el acompañamiento a más de 120 estudiantes a través de encuentros y charlas técnicas virtuales a lo largo del año.

La pandemia generó un impacto mayor en las pequeñas y medianas empresas. Por eso, el Programa Pymes PAE se adaptó de forma rápida a la virtualidad. Se desarrolló un Plan Integral de Acompañamiento 100% virtual para promover la sustentabilidad y proteger a su cadena de valor, afectada por la baja en la actividad. Así, más de 250 pymes de todo el país que emplean a más de 12.000 personas recibieron asistencia directa y consultoría y se dictaron 2.860 horas de contenidos.

Por su parte, buscando desarrollar soluciones para la postpandemia, se realizaron tres ediciones de la Hackatón

“El futuro cuenta con vos” en Chubut, Santa Cruz y Neuquén, de las que participaron 2.400 personas, con un total de 437 proyectos presentados.

El compromiso ambiental también se mantuvo firme: durante el último año se comenzó a trabajar en cuatro municipios de la Provincia de Neuquén en la gestión de residuos sólidos urbanos.

Además, se diseñó un plan de conservación ambiental focalizado en tres ejes: costero marino, estepa patagónica y yungas.

“El 2020 fue un año muy particular en el que la pandemia obligó a redefinir metas y también acelerar ciertas iniciativas que se estaban diseñando. Así, a lo largo de todo el año reforzamos nuestro compromiso con las comunidades de las que formamos parte, readecuando nuestros programas de sustentabilidad y trabajando articuladamente con las autoridades nacionales, provinciales, municipales y organizaciones del tercer sector. El Día de la RSE nos invita a continuar en el camino de los Objetivos de Desarrollo Sostenible que, en PAE, son eje central de nuestro trabajo diario” sostuvo Agustina Zenarruza, Gerente de Sustentabilidad de Pan American Energy.

La Fundación Pampa premió a ganadores de Proyecto Joven



La Fundación Pampa premió a cuatro proyectos innovadores creados por equipos de becarios y becarias, enfocados en energías, innovación tecnológica, sustentabilidad y desarrollo humano, pertenecientes a las provincias de Mendoza, Neuquén, Salta y Buenos Aires.

Proyecto Joven es parte del programa de acompañamiento a los becarios universitarios de la Fundación Pampa que finalizan sus estudios superiores.

Nicolás Trotta, ministro de Educación de la Nación y Marcelo Mindlin, presidente de Pampa Energía y Fundación Pampa, participaron del acto de premiación.

Los proyectos seleccionados fueron evaluados por una amplia representación de expertos de universidades de todo el país y por organizaciones destacadas en innovación, emprendedorismo y desarrollo sostenible. De un total de 19 proyectos, los 4 destacados fueron:

San Rafael Verde (Mendoza): un proyecto enfocado en cuidado ambiental y economía circular.

Datalogger Analizador Trifásico (Bahía Blanca, Buenos Aires): una solución para medir la eficiencia energética.

Interpress App (Neuquén): un prototipo móvil que mejora la vida de personas con hipoacusia.

Plataforma Conectar Conocimiento (Salta): una plataforma diseñada por estudiantes para acompañar la trayectoria de estudiantes universitarios.

El espíritu de Proyecto Joven es acompañar a los becarios que están cursando el último tramo de sus carreras de grado con una propuesta innovadora que les permita consolidar el acompañamiento y las capacidades que les brindó el programa de becas durante al menos tres años.

El programa acercó capacitación, acompañamiento y mentoría, y desarrollo de habilidades sociales y emocionales, a través de una metodología de convocatoria que impulsó la formulación de ideas innovadoras, la investigación y el desarrollo de proyectos. Proyecto Joven se destacó en brindar formación con eje en innovación, liderazgo colaborativo, modelo de negocios, pitch y comunicación de proyectos.

Los 42 becarios que iniciaron Proyecto Joven en junio 2020 sumaron a sus equipos a 41 estudiantes y docentes. De los 19 proyectos presentados, 4 recibirán un capital semilla y acompañamiento durante 2021 que les permitirá avanzar en el desarrollo y la concreción de las ideas, en Buenos Aires, Gran Buenos Aires, Bahía Blanca, y en las provincias de Mendoza, Neuquén y Salta.

Participaron del proceso tutores y mentores externos e internos de Pampa Energía, capacitadores, y referentes de organizaciones líderes en los temas vinculados al proyecto como Mayma, Socialab y Kolibri.

Edesur colabora con el Municipio de Ezeiza para enfrentar la segunda ola de Covid-19

Ya se había tomado una medida similar el año pasado en el comienzo de la pandemia caUsada por el Coronavirus. En esta oportunidad, la necesidad de camas en AMBA hace vital la puesta en condiciones del predio para recibir enfermos.

Edesur puso a disposición del Municipio de Ezeiza el “Centro de Capacitación y Entrenamiento Beatriz Ghirelli”, que funcionará nuevamente como hospital de campaña y contará con 120 camas para pacientes de baja complejidad, ante la segunda ola de coronavirus.

El predio ya fue utilizado para el mismo fin el año pasado en el inicio de la pandemia y vuelve a montarse ante el fuerte rebrote de Covid-19 que se vive en el AMBA.

El intendente de esa localidad, Alejandro Granados, ya envió camas y colchones para acondicionar el espacio ante una posible necesidad de dar asistencia a personas contagiadas. En tanto Edesur sumó adecuaciones al edificio. A diferencia de lo ocurrido en 2020, hoy los centros de atención médica de la región se encuentran muy exigidos por el alto número de casos, por lo que el hospital de campaña busca contribuir a la atención de pacientes.

El edificio del centro de capacitación de

Edesur fue inaugurado en marzo de 2020, por lo que se encuentra en excelentes condiciones. El año pasado se donaron además más de 1.200 unidades de sábanas, toallas y frazadas para las camas instaladas en el predio.

Su ubicación, en Tristán Suárez lo vuelve estratégico, ya que cuenta con acceso directo a la Autopista Ezeiza-Cañuelas, está próximo al Aeropuerto Internacional Ministro Pistarini y a 50 minutos del centro de la Ciudad de Buenos Aires. El predio posee dos espacios cubiertos.

Uno tiene 328 m2 con cocina y sanitarios, un galpón de 1.800 m2 con 4 salas con aire acondicionado y un amplio salón de usos múltiples que puede adaptarse a las necesidades de atención sanitaria. Cuenta con internet WiFi y dispone de una amplia superficie que puede adaptarse a las necesidades de la coyuntura.

“Contribuir con la comunidad en este momento crítico es una obligación. Además de reforzar el suministro eléctrico en hospitales, centros de vacunación y clínicas, poner a disposición un espacio de estas características es nuestro aporte para superar la adversidad”, señaló Juan Carlos Blanco, presiden-

Según Energy Transitions Commission se necesitarán para lograrlo 80 billones de dólares

Alcanzar cero emisiones en 30 años es técnicamente posible

Alcanzar la neutralidad de carbono de la economía mundial requerirá de unas inversiones totales de 80 billones de dólares hasta 2050, según los informes publicados por la Energy Transitions Commission (ETC), que apuesta por la electrificación basada en renovables e hidrógeno verde.

La coalición global de empresas concluye así que alcanzar una economía neta cero en los próximos 30 años es «técnica y económicamente posible», a un ritmo inversor de unos 2,5 billones de dólares anuales.

Esto incluye la inversión en generación renovable para respaldar la electrificación directa e indirecta, además de la inversión en la infraestructura de la red eléctrica. «Si bien es grande, esto representa menos del 1,5% del PIB mundial y es manejable en el entorno macroeconómico actual», señala el estudio.

En sus informes, la organización analiza cómo el sector eléctrico es capaz de proporcionar la energía limpia, segura y asequible necesaria para que se cumpla un escenario de descarbonización de la economía global a 2050, con una alta electrificación basada en renovables.

Así, creen que la electricidad podría representar hasta el 70% de la demanda final de energía para 2050, frente al 20% actual, y se espera que el uso total de electricidad crezca hasta cinco veces en las próximas décadas.

En este sentido, defienden que el peso de la energía eólica y solar debe aumentar del 10% actual de la generación total de electricidad, a aproximadamente el 40% para 2030 y más del 75% para 2050.

Las renovables deben crecer

Por lo tanto, estiman que las instalaciones eólicas y solares anuales deben crecer entre cinco y siete veces para 2030, y más de 10 veces a 2050.

También deben ir acompañadas del despliegue paralelo de otras tecnologías de generación con cero emisiones de carbono (como la hidroeléctrica y la nuclear), soluciones de flexibilidad, almacenamiento y redes de distribución para ofrecer sistemas de energía con cero emisiones de carbono a esca-

la. A este respecto, creen que estos objetivos están al alcance "si se ponen en práctica estrategias nacionales claras para la descarbonización y el diseño adecuado del mercado de energía desbloquea los flujos financieros privados".

Las inversiones en energía renovable, principalmente eólica y solar, representarán la gran mayoría -alrededor del

80%- de las inversiones totales necesarias para lograr una economía neta cero.

En lo que se refiere al hidrógeno, el documento analiza su papel en la transición energética, siendo el principal complemento a la electrificación masiva con renovables a 2050.

Así, señala que será muy positivo en cuanto a deman-

da y costes a futuro, llegando a entre el 15% y el 20% de la demanda final de energía a mitad de siglo, siendo la mayoría hidrógeno verde. En concreto, estima que los costes de producción de hidrógeno verde caerán por debajo de dos dólares (unos 1,65 euros) por kilogramo para 2030.

El director de Innovación y Sostenibilidad de Iberdro-

la, Agustín Delgado, indicó a este respecto que el hidrógeno verde fabricado a partir de electricidad renovable "será el mejor complemento de la profunda electrificación para lograr un sector energético sostenible y descarbonizado".

"Aportará oportunidades de inversión y puestos de trabajo cualificados, al tiempo que hará que nuestra economía sea más limpia y competitiva. Los compromisos políticos para ampliar esta nueva economía son necesarios y aportarán importantes beneficios económicos y medioambientales en los próximos años", dijo.

CONTRIBUIMOS AL DESARROLLO ENERGÉTICO

Fortín de Piedra, Neuquén.
En tiempo récord hicimos plantas, instalaciones y ductos en Vaca Muerta para que Tecpetrol pueda producir y transportar 17.5 millones de m³ diarios de gas, que representan el 12% del consumo de Argentina.

EL FUTURO SE HACE

TECHINT
Ingeniería y Construcción