

## Se acaba la transición y se define el rumbo del sector

página 4

## Creció la producción de gas y petróleo, pero alertan por el futuro

página 5

Escribe Alberto Fiandesio

## ¡Otra vez sopa!

página 16

## Sergio Lanziani conducirá las políticas energéticas



Nombres, papers, idas y vueltas, discusiones, confirmaciones y desmentidas... esta fue la realidad que transitó la prensa buscando la certeza de quiénes serán los funcionarios que implementarán la aún encriptada política económica del ines-

perado presidente electo Alberto Fernández. Las operaciones mediáticas se suceden sistemáticamente pero la política de silencio de AF sobre el círculo interno, ha sido un verdadero éxito. Lo que sí trascendió y AF confirmó, son los nombres de quienes lle-

varán adelante las políticas sociales está mencionado Daniel Arroyo a la cabeza y todo indica que no habría mayores cambios.

Pero en el área energética los nombres fueron una incógnita.

Sigue en página 2

## Octubre con leve aumento de la demanda eléctrica

La demanda de energía eléctrica registró en octubre un aumento promedio de 5% en comparación con el mismo período del año anterior y en tal sentido el consumo de electricidad en Capital y el Conurbano bonaerense mostró una suba de 4,8% en el área a cargo de Edesur y de 4,4% en el área gestionada por Edenor.

Los datos forman parte del informe periódico elaborado por la Fundación Fundelec en base a datos de la CAMMESA.

La suba de la demanda se produ-

jo en los usuarios residenciales, comerciales e industriales y ocurre por segundo mes consecutivo luego de un año completo de caída en el consumo, de manera que el resultado acumulado de 2019 arroja una caída de 4,1 %.

Con temperaturas levemente inferiores a las del mismo mes de 2018, en octubre de 2019 la demanda neta total del MEM fue de 10.372,4GWh; mientras que en el mismo mes de 2018 había sido de 9.875,1GWh, de lo cual resulta la suba interanual de 5%.

## Alfonso Blanco reelecto en Olade

En el marco de la XLIX sesión ordinaria de la Reunión de Ministros de OLADE, realizada en Lima, Perú el 14 de noviembre de 2019, bajo estricto cumplimiento de lo establecido al respecto en el Convenio de Lima y la reglamentación interna de OLADE, se efectuó el proceso de elección del Secretario Ejecutivo de OLADE para el período 2020-2022.

En mayo de este año se presentaron ante la Secretaría Permanente de OLADE los candidatos por la República de Guatemala y por la Repúbli-

ca Oriental del Uruguay. Este último aspiraba a la reelección de Alfonso Blanco Actual Secretario Ejecutivo.

Como resultado del proceso de votación resultó reelecto Blanco por dieciséis votos a favor contra dos cosechados por el candidato guatemalteco.



### COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

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



# Lanziani conducirá las políticas energéticas

nita. En un principio se mencionó a Sergio Lanziani, luego su nombre se desestimó al impulso del lobby que pretendía a Guillermo Nielsen al frente del sector energía. Nielsen seguramente tendrá un rol protagónico en la renegociación de la deuda.

Alberto Fernández anunció que daría el gabinete completo el día 6. Sin embargo, tras una reunión formal con Sergio Lanziani, lo confirmó como secretario de Energía. Lo que no se dijo es si esa cartera dependerá directamente del presidente o si integrará la pirámide de un ministerio de Economía o de un eventual ministerio de la Producción con Matías Kulfas a la Cabeza.

Según trascendidos, el mismo Lanziani le habría solicitado a Fernández que la cartera energética no alcance rango ministerial. El lobby empresarial impulsó a Guillermo Nielsen -hombre cercano al Grupo Techint- dejando trascender que a Lanziani lo habían alejando del nombramiento, la conversación finalmente llegaron a buen puerto y el misionero, a partir del 10 de diciembre, pasará a encabezar la política energética en el ámbito nacional.

## Opiniones

Respecto de la política energética Lanziani dijo: “Hablé largas horas con Alberto Fernández cuando ni soñaba con ser candidato a presidente. Claramente veía que se venía un cambio de época en Argentina, que el país iba a retomar otra posición, al pueblo le ofrecieron un cambio que no cumplieron. Desde el punto de vista objetivo de los indicadores sociales me parece que está claro que el gobierno de Macri demostró su fracaso”, había afirmado Lanziani en junio de este año.

Lanziani había dicho que el Gobierno nacional (Macri) entendiéndole a la energía como una

mercancía más: “que es lo que le escuchaba decir a Araguren constantemente. Se propuso un sendero de aumento de precios y tarifas y de la energía en dólares y nosotros le decíamos que la realidad no se iba a comportar como su planilla de Excel, porque la gente y las pymes ganan en pesos y ni siquiera consiguen acompañar a la inflación. Hablamos mucho de esto con Alberto ante un gobierno de Macri que excluye al subsidio de su vocabulario”.

## Acción y pensamiento

Lanziani nació en Campo Grande en 1960. Realizó sus estudios primarios y secundarios en el Colegio Roque González, de la Congregación del Verbo Divino. Se recibió de Ingeniero Nuclear del Instituto Balseiro y estudió Ingeniería en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Realizó estudios de perfeccionamiento en la Escuela de Graduados de la Universidad Nacional de Buenos Aires (U.B.A) en el área de Finanzas, contabilidad Empresarial, estudio y Análisis de Proyectos Industriales. Fue profesor de la Cátedra de Física en la Universidad Nacional de Misiones.

Trabajó como investigador en el Centro Atómico Constituyentes. Fue consultor del Banco Mundial en el área de Selección y Ejecución de Proyectos Participativos de Inversión Social, y de empresas en proyectos Industriales de entidades gremiales y empresarias de la Ciudad de Posadas y de la Provincia de Misiones.

Militó en la Unión Cívica Radical y fue candidato a intendente de Posadas en las elecciones de 2011 y desde 2015 se desempeña como ministro de Energía de su provincia natal.

Como ministro de Energía de Misiones había conseguido un logro histórico: que la Nación reconozca a la provincia una parte mayor de las regalías



**Sergio Lanziani es el hombre elegido por Alberto Fernández para la cartera de Energía**

que le corresponden por la utilización de las aguas del Paraná como fuente de generación en la central de Yacyretá.

Hasta fines de 2018, la provincia cobrará en concepto de regalías, una suma fija que estaba desactualizada y se abonaba siempre con retraso. Lanziani consiguió que la Nación pague las regalías en forma de un descuento en la energía que toma la provincia del Sistema Integrado Nacional, con lo cual se eliminó el problema de las demoras en los pagos.

El monto medido en gigavatios/hora (GW/h) del descuento que se otorgaba a Misiones era bastante inferior al que prevé la ley 23.164, en consecuencia el Gobierno de Misiones siguió reclamando y consiguió un incremento de 50% en esa compensación.

“Es el resultado de una larga lucha que dimos en varios frentes: la Legislatura, el Gobernador, el ministro de Hacienda, la secretaría de Ener-

gía”, dijo Lanziani. “Pedimos el 100 por ciento de lo que nos corresponde que es bastante más de lo que recibimos ahora”, señaló antes de explicar que según lo que indica la ley 23.164, Misiones debería recibir regalías equivalentes al 6% de la energía que sale de Yacyretá y se vende al mercado interno.

“La central genera 20 mil gigavatios/hora por año, más del 92% de esa energía se vende al mercado interno y a nosotros nos corresponde el 6% de eso. Estaríamos hablando de entre 1.000 y 1.200 gigavatios por año y hasta ahora nos están reconociendo 700, que es el doble de lo que genera anualmente Uruguay. Es como si con reclamos hubiéramos conseguido construir dos represas Uruguay”, el futuro secretario de Energía.

## Lobby

En su oportunidad, fuentes inobjektas habían confirmado —con total certeza— a Energía&Negocios que “Alberto Fernández ya lo tiene definido. El presidente electo se recostará sobre la opinión de Guillermo Nielsen y le dará las llaves de la política energética”. Semanas atrás circuló un proyecto de ley que propone un “blindaje” de Vaca Muerta y que fue tapa de La Nación. Su título “Proyecto de ley para el desarrollo del Gas Natural Licuado (GNL) y sus actividades vinculadas” que publicó Energía&Negocios, circuló con entusiasmo entre algunas empresas petroleras, pero Nielsen inmediatamente desmintió su autoría.

Junto con el documento, había trascendido también que AF mantendría sin cambios a las autoridades de los actuales entes reguladores del gas y la electricidad (ENARGAS y ENRE). Algunas conversaciones hubo, porque Energía&Negocios pudo confirmar que un operador de Nielsen entabló contacto con

autoridades de los entes.

Todo indica que la circulación del proyecto, tuvo por objetivo contrarrestar al documento elaborado por los equipos del Partido Justicialista (PJ) en la previa a las elecciones de octubre. El documento atribuido a Nielsen, promueve garantías de estabilidad fiscal y libre disponibilidad de divisas a las petroleras que inviertan en Vaca Muerta, objetivo extraño a las necesidades de divisas que tendrá el gobierno entrante. En sus 13 páginas, el proyecto —de muy buena aceptación entre los ejecutivos del sector— asegura que su objetivo es “utilizar la seguridad jurídica como principal herramienta de fomento de las inversiones, mediante el otorgamiento de garantías de estabilidad” y reducir el costo de financiamiento. Pero al parecer, el pensamiento dominante en la coalición triunfante, además de estabilidad, incluye otros objetivos.

El propio secretario de Energía Gustavo Lopetegui en un arranque propio de un militante de izquierda dijo “La ley de blindaje de Vaca Muerta es un lobby de las empresas”. En contradicción con los postulados del jefe del Pro, en un balance de gestión, Lopetegui había afirmado “Yo soy enemigo de los regímenes de promoción sectoriales. No nos ha ido bien como país con eso, pero tampoco son necesarios porque las empresas estaban invirtiendo sin eso y confiando en que se mantuvieran las condiciones de mercado. ¿Por qué entonces darles un régimen de amortización acelerada e intangibilidad?”. Ni del Caño se atrevió a una declaración de esta naturaleza.

## Internas

Los rumores y el sesgo informativo promovido por el “mainstream” tuvieron por objetivo influir en la interna de la coalición triunfante. CFK puso los votos y si bien no go-

bierna el ejecutivo y hay coincidencia plena en muchos de las políticas a implementar, la ex presidenta tiene influencia real sobre las llevará adelante Alberto Fernández, sobre todo en materia económica. Esto no va en desmedro de la autonomía de AF sino más bien fortalece la posición del presidente electo que llega a la Rosada sin compromisos con ningún factor de poder económico.

### Políticas a seguir

Nadie duda de que el camino trazado por la administración de Mauricio Macri en materia tarifaria llegó a su fin. Alberto Fernández ha sido claro en la cuestión. Sobre la mesa, uno de los referentes en materia energética exhibe un informe elaborado por la Universidad de Avellaneda con los guarismos de ajuste donde muestra que las empresas energéticas aumentaron sus ingresos por encima del 1.000% en tres años (2016 a 2018, inclusive), superando ampliamente a la inflación, que en el mismo período alcanzó el 157 por ciento. “El índice de ajuste tarifario hay que modificarlo, no puede superar en ningún caso la indexación de los salarios” dice en estricto off.

El mismo informe muestra que las tarifas se incrementaron hasta 3.000 por ciento desde 2015, lo que se tradujo en caída del poder adquisitivo de las familias, aumentos en los costos del entramado productivo e impulso del fenómeno inflacionario. Aún así la producción energética disminuyó, tanto en petróleo como en gas y en generación de energía eléctrica.

Desde el albertismo repiten como un mantra que se respetarán los contratos de concesión, pero afirman sin hesitar que las tarifas serán revisadas, y que el congelamiento se mantendrá. Aducen que durante la última revisión tarifaria, se reconocieron costos inexistentes.

Desde la secretaría de Energía y en estricto off dicen que “es mejor una compensación en la tarifa que un juicio en el Ciadi”.

La tarifa social será mantenida y ampliada, según el informe de los equipos técnicos del PJ “La tarifa social que nos deja el macrismo es insignificante. Va a haber tarifas diferenciales, por el empobrecimiento energético de

la mayoría de la población, de las pymes y las economías regionales”, dijo Federico Bernal, uno de los pocos referentes que habla públicamente.

El documento elaborado por los equipos técnicos —el mismo que salió a contrarrestar el proyecto de blindaje de VM— sugieren congelar las tarifas de servicios públicos durante los primeros 100 días hasta conocer el costo real de producción y transporte de gas y electricidad. “El precio que pagarán los consumidores será fijado nacionalmente, en función de los costos reales de producción y de las necesidades de sus ciudadanos y su desarrollo productivo”. “No hay motivo por el que los consumidores deban pagar el mismo valor que se paga en países que no cuentan con recursos. Por ello, los eventuales aumentos del dólar no pueden ser trasladados automáticamente al consumidor”.

En ese mismo documento, los equipos técnicos sugieren intervenir el ENRE y el ENARGAS porque “las conducciones actuales, que representan exclusivamente los intereses de las empresas operadoras”, afirman. Por su parte, las hidrocarbúferas la ven venir, por eso vienen “apretando” preventivamente al gobierno mediante la suspensión de equipos en el área de Vaca

### Gustavo Lopetegui: “La ley de blindaje de Vaca Muerta es un lobby de las empresas”

Muerta, es que los rumores de congelamiento del gas en boca de pozo, aunque más no sea temerariamente, alertaron a los privados.

### Bola de cristal

Todo son especulaciones, el entorno de AF ha mantenido con siete llaves las claves de su futura política y los nombres de sus conductores.

Ahora ya está confirmado, aunque falta nombrar el equipo que integrará Sergio Lanziani. No es posible predecir el futuro y pero nada indica una vuelta a las políticas de



### Federico Bernal es director de Oetec y asesor del bloque de senadores, un hombre de máxima confianza de Cristina Kirchner, quien lo ha elogiado públicamente. Será influyente en las políticas energéticas

la era CFK en materia gasífera. Lo que sí es previsible que en el actual escenario de restricciones externas con enormes vencimientos de deudas, la transferencias de recursos a los sectores regulados estarán bajo la exhaustiva lupa de la próxima conducción económica.

Cabe recordar que se produjo una drástica reducción de los subsidios a los consumidores, pero no así a los productores.

Los subsidios a la energía ascendieron al equivalente del 1,4% del PBI. Del total, 0,5% corresponde al gas (US\$ 2.216 millones) y 0,9% (US\$ 3.737 millones) a la electricidad, según surge de fuentes oficiales.

A fines de 2015, las transferencias energéticas representaban un gasto para el Estado del 3% del PBI (US\$ 18.961 millones) pero justo es señalar que el PBI era mayor.

Todos creen que para la renegociación de la deuda que llevará adelante AF, será necesario llegar más rápido al superávit fiscal y la reducción del gasto sería el camino lógico. Sin embargo, todo indica que el camino será el opuesto, postergar los vencimientos sin reducir el gasto inyectando

dinero en el bolsillo de la demanda, ampliando la base impositiva

Tampoco hay certeza de que la gestión entrante se cuidará muy bien de evitar el estrangulamiento de la oferta de gas natural por la caída de la producción y la alegre expansión de la demanda. Los técnicos del entorno de AF coinciden plenamente en que las políticas de abastecimiento sin señal de precios pueden ocasionar nuevamente el quiebre de la balanza comercial energética en un contexto de fuerte restricción externa.

### Exportaciones

“Blindar” la producción para exportaciones de Vaca Muerta, es vista por los productores como una gran oportunidad ante la acuciante necesidad de divisas del gobierno entrante.

La aspiración del sector es exportar a gran escala el gas a través de una planta de licuefacción, que requiere millonarias inversiones y seguridad para firmar contratos en firme, que no se puedan cortar ni aún cuando lo requiera el abastecimiento interno. El problema es que el plexo jurídico condiciona las exportaciones al abastecimiento interno y la confirmación de Lanziani, indicaría que un “blindaje” no

### Federico Bernal: “La tarifa social que nos deja el macrismo es insignificante”

tendría andamio.

Es por eso que el proyecto intenta seducir a la conducción entrante con una serie de incentivos impositivos y baja de regalías y tributos varios para disminuir el costo de desarrollo de las explotaciones en Vaca Muerta. Incluso, el esquema de retenciones y el control cambiario sería especial para el sector, que estaría aislado del resto de la política económica.

Pero hay otros proyectos en danza que no vieron la luz pero se conoce su existencia. El ejemplo podría ser la constitución de un fondo hidro-

carbúfero como el Noruego, o al menos un fideicomiso que permita operar un fondo contracíclico. Noruega creó a principios de los '90 un Fondo Petrolero que se ha convertido en el fondo soberano más grande del mundo, con un portafolio de más de US\$1 billón (un millón de millones). El origen de esa fortuna está en las ganancias que la explotación de hidrocarburos le generó a Noruega desde inicios de la década de 1990 y que deliberadamente fueron colocados en un fondo de inversiones aparte.

La reunión del presidente de la noruega Equinor (ex Statoil) con Alberto Fernández bien podría ser un primer capítulo de conversaciones para conocer el mecanismo del fondo para la eventual puesta en marcha de un proyecto criollo.

### YPF

Otro asunto que no está en la agenda mediática, es el rol que tendrá YPF. La petrolera ha reducido sus inversiones y sus números han declinado, a pesar de que el gobierno de Mauricio Macri estuvo integrado por la crema empresaria argentina.

YPF no fue incluida en un plan de desarrollo ni siquiera en lo discursivo. Se intentó convertirla en una empresa energética —así en términos genéricos— diversificándola pero alejándose de su core business, los hidrocarburos. Mari deja una YPF más débil y le deja también en un contexto más complicado para acceder al crédito internacional ya que el riesgo país ronda los 2500 puntos. Entre los nuevos postulados del gobierno entrante, se habla de que la estatal hidrocarbúfera debería convertirse en el motor de la industria, con planes de compras a la industria nacional.

Desde que Repsol comenzó el control, YPF no volvió a articular con las pymes nacionales. No proyectó planes de compras que permitan a las empresas argentinas -con casi nulo acceso al crédito- planificar la producción. Cabe recordar que la el volumen de inversiones en 2015 rondaba los US\$ 5.000 millones mientras que el ciclo de Macri cierra con algo más de 2.500. La gestión de YPF fue menospreciada y se le quitó el protagonismo que naturalmente debió tener.

### Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiaynegocios.com.ar: redaccion@energiaynegocios.com.ar - Medios electrónicos: Pablo Bianchi Martínez- Suscripciones: info@energiaynegocios.com.ar - Neuquén: neuquen@energiaynegocios.com.ar - Publicidad: publicidad@energiaynegocios.com.ar - Editado en Bs. As. - Argentina. Sarmiento 1889 piso 2 Capital Federal - Tel: 4371- 0010/6019. 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

Son altas las expectativas por el armado del equipo ministerial de Alberto Fernández

# Se acaba la transición y se definen políticas para Energía

Por Santiago Magrone

Cuando restan un par de semanas para que finalice la transición hacia la sucesión presidencial la tarea de conformación del gabinete de gobierno demanda gran parte de cada jornada de trabajo de Alberto Fernández en un contexto de expectativas y ansiedades crecientes, en particular en el ámbito político y empresario.

Alejado de la función pública pero no de la política el ex canciller Rafael Bielsa advirtió al respecto que “el armado de un gabinete siempre es una cuestión compleja cuando se está buscando a los más capacitados para encarar tareas de enorme responsabilidad en un país que está atravesando una situación crítica en lo económico y en lo social”. “Desconfíe de los gabinetes que se arman en pocos días e incluso de la noche a la mañana”, respondió ante una consulta periodística.



El presidente electo procura no dejarse influenciar por quienes piden prontas definiciones públicas de nombres para cada área de gestión, y la nómina que por estos días se sigue conformando sería conocida recién a finales de la primera semana de diciembre, es decir tres o cuatro días antes de asumir el cargo.

En tanto, parece inevitable

la ola de versiones, y así ocurrió que quienes un día fueron mencionados como presuntos “número puesto” para un ministerio o secretaría, al día siguiente se los da por descartados. También es el tiempo de las operaciones, claro, y de ello puede dar cuenta, por caso, Guillermo Nielsen.

En el entorno de A.F. se remarca que la tarea encarada es la de conocer el estado de situación de cada área para definir planes de acción que en general serán de ejecución inmediata, en lo social, en el ámbito de la producción, y en el financiero como consecuencia del impresionante endeudamiento ejecutado por la Administración Macri y las obligaciones contraídas con acreedores externos (privados y FMI).

El sector energético, por su peso específico en la economía del país, está entre los más importantes a atender dado los temas pendientes de revisión y de resolución (ratificatoria o rectificatoria) por parte del nuevo gobierno.

El rol del Estado y de las empresas privadas en el desarrollo de los hidrocarburos

convencionales y no convencionales, la política nuclear, la hidroelectricidad, las energías renovables, los biocombustibles, las infraestructuras para el transporte troncal de gas y de electricidad, las políticas tarifarias para los servicios de suministro de estos insumos a industrias y a usuarios residenciales, la exploración on shore y off shore de petróleo y de gas natural, y su exportación, conforman el amplio espectro de rubros a atender. En este sector han sonado nombres, y nombres habrían dejado de sonar con el paso de los días. “Energía será Secretaría, se está trabajando a nivel técnico, han habido contactos con gobernadores, con empresarios y gremios del sector, se está definiendo el papel de YPF (de mayoría accionaria estatal) y la integración de un directorio federal, pero no se darán precisiones hasta dentro de unos días”, resumió a E&N una fuente que optó por el bajo perfil periodístico.

Otro con bajo perfil con la prensa es Sergio Lanziani, ingeniero nuclear y ministro de Energía de Misiones, allega-

do al próximo presidente. Trabaja hace meses en un plan para dinamizar la producción de crudo y gas en Vaca Muerta y para consolidar la participación de YPF en esta formación de la cuenca neuquina. Su proyecto difiere del elaborado por Nielsen en el mismo orden, y que fue técnica y fiscalmente cuestionado a nivel interno. En este contexto, los empresarios Carlos Ormachea, CEO de Tecpetrol; Sean Rooney, presidente de Shell Argentina; y Daniel De Nigris, presidente de ExxonMobil Argentina, coincidieron en señalar hace pocos días que Vaca Muerta tiene la capacidad para acelerar su desarrollo y que el próximo gobierno conoce esas potencialidades que permitirán bajar los costos de la energía a nivel local, incrementar las exportaciones, y crear empleo.

“Necesitamos un marco regulatorio estable para evaluar los proyectos de forma competitiva, tenemos pozos muy competitivos en su productividad comparados con similares de los Estados Unidos, podemos transferir en tiempo real la tecnología necesaria, pero existen situaciones desafiantes de financiamiento ya que se necesitan US\$ 1.000 millones para el nuevo gasoducto (a bajo costo) para transportar el gas desde Vaca Muerta al consumo interno y para su exportación”, enfatizaron.

El gobierno saliente deja pendientes no sólo la licitación del tendido del gasoducto troncal Vaca Muerta-Salliqueló (primera fase del proyecto, que podría ser revisado), sino también paralizada la construcción del reactor Carem 25, y la ampliación de redes de transmisión eléctrica en alta tensión.

En materia de precios y tarifas, son pasibles de revisión los criterios vigentes para la actualización de los precios de los combustibles y de suministro de gas y de electricidad, estos últimos enmarcados en una suerte de acuerdo social amplio que planea activar la Administración Fernández.

**FABRICA DE BRIDAS FORJADAS**  
**LAMINADAS Y EN ACEROS ESPECIALES**

- ▶ Normas ASME, ANSI, AWWA, DIN, ISO, JIS
- ▶ Accesorios
- ▶ Tornería en general

**BRIDAS EMI GROUP S.A.**  
 Rondeau 1560 (B1875EAF) - Wilde  
 Pcia. de Buenos Aires - Argentina  
 Tel./Fax: 4220-4414 / 4289-4572  
 info@bridasemi.com.ar  
 www.bridasemi.com.ar

**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 @ YouTube in  
 sacde.com.ar

Garantizan la seguridad en el abastecimiento del mercado interno

# Creció la producción de gas y petróleo, pero hay alerta por el futuro

Un nuevo informe destaca que la producción de gas y petróleo en el país durante el 2019 fue superior a la del 2018, pero advierte que hay incertidumbre en el sector sobre el futuro.

También aumentó la demanda exterior de gas, aunque bajaron la demanda interna de gas y la generación de energía.

Según los datos del Informe HUB Energía, presentado por la Universidad Austral, subieron un 4% y 5% respectivamente, y un 24% y 50% el gas y el petróleo no convencional. El impacto de las medidas más drásticas de los últimos meses por el efecto post-paso –congelamiento de precios de commodities y tarifas- serán el eje central de la política energética del gobierno entrante.

El gobierno saliente deja en una situación delicada a la economía tras la adopción de “medidas kirchneristas”, según los dichos del secretario de Industria, Dante Sica: cepo cambiario, congelamiento de tarifas y postergación de los ajustes estacionales.

“Los congelamientos de precios de los commodities y de las tarifas fueron producto de las drásticas acciones macroeconómicas de la coyuntura post PASO, pero las mismas no deben perpetuarse en el tiempo.

Han sido el resultado de la gran incertidumbre existente y deben considerarse como tal: acciones extraordinarias para situaciones extraordinarias” dijo la prensa Roberto Carnicer, Director del Área de Energía, Director del Área de Energía, de Posgrados de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Austral. Carnicero agregó: “La bipolaridad política ocasiona un gran daño al funcionamiento democrático de un país y los resultados están a la vista.

La población exige hoy madurez a la clase dirigente que debe comportarse acorde a la grave situación en que se encuentran los países de la región”.

Carnicer afirmó que el sector hidrocarburos “no ha sido ajeno a las consecuencias de la situación económica reinante y está mostrando una fuerte caída en la explotación de la extracción no convencional, manifestada por la caída de números de fracturas realizadas para incrementar y mantener producción en el tiempo.

Lamentablemente vere-

mos su impacto en los próximos meses”.

**Producción de Gas:** La producción total país de gas en septiembre fue de 137,93 MMm3/día, presentando un aumento del 5% respecto del mismo mes del 2018.

**La producción de Gas no convencional total país en septiembre fue de 60,85 MMm3/d, presentando un aumento del 24% respecto al**

**mismo mes del 2018 y representa el 44,12% del total país, pero caída respecto a agosto 2019. Producción de Petróleo:** Hace 17 meses que el país no necesita importar petróleo, su producción total en Septiembre alcanzó 83,9 Mil m3/día, presentando un aumento del 4% respecto del mismo mes del 2018.

**La producción de Petróleo no convencional del país**

**en septiembre fue de 17,58 Mm3/d creció fuertemente, presentando un aumento del 50% respecto al mismo mes del 2018 y ya representa el 21% del total país.**

**El shale oil ha sido el sector más exitoso del mes de septiembre 2019.**

**Demanda interna de Gas Natural:** ha caído un 6,5 % respecto a agosto del año 2018, producto de un menor despa-

cho eléctrico y una caída del 4% del sector industrial. Demanda de exportación: ha aumentado a 2,9 MMm3-d promedio durante agosto -”algo impensable hace dos años atrás”, destaca Carnicer-, con menores importaciones de gas, que en promedio fueron de 40 MMm3-d, frente a los 50 MMm3-d de los casi 7 años precedentes.

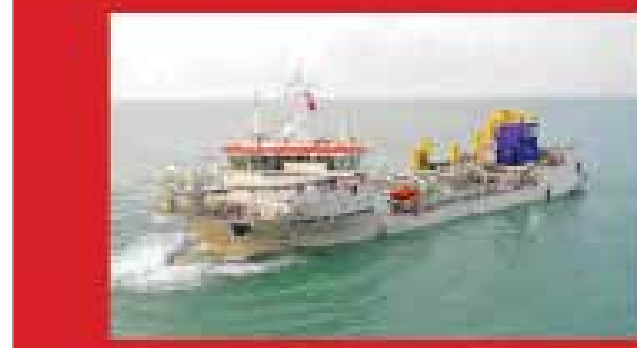
**Electricidad:** La generación eléctrica se vio reducida en casi 1000 GWH entre agosto 2019 y 2018, con el impacto en la reducción de demanda de gas natural, pero con una mayor oferta de gas con una notable reducción de consumo de fuel oil y gas oil.



25 AÑOS CONECTANDO LA INDUSTRIA ARGENTINA CON EL MUNDO

Desde Jan De Nul, ofrecemos servicios de ingeniería, portuarios y marítimos, con el objetivo de potenciar el país a través de obras de gran envergadura como lo es la Hélice Paraná-Paraguay que permite transportar cada vez más toneladas de producción nacional a toda el mundo.

Sigamos juntos abriendo nuevos caminos.



En el acumulado anual la producción es 3,2% superior al año precedente

# Por el shale en septiembre aumentó 3,7% la producción de petróleo y 4,7% la de gas

## Petróleo

• La producción de petróleo aumentó 3,7% i.a en septiembre de 2019 y en el acumulado anual resultó 3,6% superior a la del año 2018.

En septiembre de 2019 la producción de petróleo crudo tuvo un incremento de 3,7% respecto a la del mismo mes del año anterior impulsada por un aumento del 12,4% en la cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta, que representa el 34% de la cuenca.

Las cuencas Austral y Cuyana, que aportan poco al total, redujeron su producción 5,9% i.a y 4,9% i.a., en tanto que la cuenca Golfo San Jorge (la más importante en producción) disminuyó 2,1% i.a, mientras que la cuenca Noroeste tuvo una reducción del 11% interanual.

La producción anual acumulada muestra crecimientos dentro de las principales cuencas. Sin embargo, la Cuenca Golfo de San Jorge que repre-

senta el 46% del total registró una disminución del 1,1%.

Por otra parte, el crecimiento está impulsado por la Cuenca Neuquina, que representan el 44% de la producción Nacional y ha aumentado 9,2% en los últimos 12 meses.

La cuenca Austral, con un aporte marginal a la producción, aumenta 14,9% en el acumulado.

La Cuenca Noroeste presenta una retracción del 11,4% en el acumulado del último año móvil respecto de igual periodo del año anterior y la Cuenca Cuyana una disminución del 4,4% anual.

En la Cuenca Austral la producción Off Shore, que ocupa el 50% de la producción total de la cuenca, aumentó 5,7% acumulada en los últimos doce meses a septiembre de 2019 mientras que la producción On Shore fue 25,8% superior a igual periodo del año anterior.

Desagregando por los principales cinco operadores, que representan el 85% de la

producción total, se observa que YPF (48% de la producción total) ha incrementado su producción acumulada en el último año móvil 8,7%, Pan American Energy 3,5% y Tecpetrol 25,4%. Estas tres empresas ocupan el 70% de la producción total de petróleo.

Por otra parte, Pluspetrol y Sinopec disminuyen su producción anual 4,9% y 12,7%.

## Crudo shale y convencional

La producción de petróleo convencional, que representa el 82% del total, disminuyó en septiembre de 2019 4,3% i.a y 3,4% en el acumulado del último año móvil. De esta manera, la producción convencional es en 2019 un 32% inferior a la del año 2009.

La producción de petróleo no convencional (18% del total anual) aumentó 49,5% i.a y 55% en el acumulado de los últimos doce meses a septiembre de 2019 según datos preliminares de la Secretaría de Energía.

En el mes de septiembre último la producción de petróleo no convencional representó el 21,4% del total mensual, mientras que en el acumulado anual a agosto de 2019 es del 18% del total producido.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 49,5% i.a. debido al aumento del 57,9% i.a en el Shale que ha compensado la disminución del 8,4% i.a en la producción de Tight Oil.

La producción acumulada en los últimos doce meses de Shale Oil, que representa el 16,3% de la producción total, creció 67,1% mientras que la de Tight se redujo 8,6% en el mismo periodo, representando el 1,7% de la producción total.

El Shale Oil es el único Tipo/subtipo de petróleo que

## Principales indicadores del sector energético

	1 mes	1 mes año anterior	Acum. año móvil	Acum. año móvil anterior	var % i.a	var % año móvil
Producción total de petróleo (Mm3/d). Sep-19	82,2	79,3	80,2	77,4	↑ 3,7%	↑ 3,6%
Petróleo convencional (Mm3/d)	64,6	67,5	65,9	68,2	↓ -4,3%	↓ -3,4%
Petróleo no convencional (Mm3/d)	17,6	11,8	14,3	9,2	↑ 49,5%	↑ 55,0%
Producción total de gas (MMm3/d). Sep-19	137,9	131,8	134,4	127,4	↑ 4,7%	↑ 5,5%
Gas convencional (MMm3/d)	77,0	82,7	78,4	85,9	↓ -6,9%	↓ -8,8%
Gas no convencional (MMm3/d)	60,9	49,1	56,0	41,5	↑ 24,2%	↑ 35,1%
Ventas Nafta + Gasoil (Mm3). Sep-19	1.819	1.760	22.442	23.264	↑ 3,4%	↓ -3,5%
Demanda de Gas (MMm3/d). Ago-19	137,8	147,5	117,5	125,1	↓ -6,6%	↓ -6,1%
Producción biocombustibles (miles de Tn). Ago-19	291	220	2.960	3.714	↑ 32,3%	↓ -20,3%
Demanda total energía eléctrica* (GW/h). Sep-19	10.212	9.792	10.634	11.235	↑ 4,3%	↓ -5,3%
Generación neta local de energía eléctrica* (GW/h). Sep-19	10.623	10.246	10.861	11.619	↑ 3,7%	↓ -6,5%
	1 mes	1 mes año anterior	Acumulado anual	Acumulado anual anterior	var % i.a	Variación acumulado
Transferencias corrientes (subsídios). Sep-19	-	-	149.461	91.862	-	↑ 62,7%
Transferencias de capital. Sep-19	-	-	4.744	8.028	-	↓ -40,9%
Saldo comercial energético (millones de USD). Sep-19	-53	-89	-546	-2.566	↓ -40,4%	↓ -78,7%

\* En este caso el acumulado año móvil se presenta como la media móvil de los últimos 12 meses

aumenta. En este sentido, se observa una disminución del 3,5% en la producción Convencional y Tight que representan el 84% del total aproximadamente.

## Gas natural

La producción de Gas Natural se incrementó 4,7% i.a en septiembre de 2019 respecto del mismo mes de 2018. En los últimos doce meses tuvo un aumento respecto a igual

periodo del año anterior del 5,5%.

La producción de gas natural muestra un incremento interanual en las cuencas Neuquina, Austral y Cuyana (con un aporte marginal) del 8,4%, 4,1% y 11% i.a. respectivamente. Las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste presentan en septiembre de 2019 una producción 8% y 14% inferior respecto a igual mes del año anterior.

La producción acumulada

**KPMG**

Ser innovador transforma negocios

Podemos ayudarte a adaptar tu compañía a un entorno en constante disrupción.

kpmg.com.ar | contactenos@kpmg.com.ar |

anual crece en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina aumentó 10,1% mientras que en la cuenca Austral el incremento fue del 2,8%. Estas dos cuencas concentran el 86% del total de gas producido en el país.

La producción anual de gas natural presenta una fuerte disminución en las cuencas Golfo San Jorge, Noroeste y Cuyana que disminuyen -5,2%, -12,7% y -2% respectivamente.

En el desagregado por principales operadores se observa que la producción acumulada del último año móvil de YPF, que produce el 30% del gas en Argentina, se presenta prácticamente estancada con una reducción de sólo 0,4% anual.

Por otra parte, Total Austral incrementó su producción sólo un 0,5% respecto de igual periodo del año anterior, mientras que Pan American, que representa el 11,1% de la producción total, incrementó su producción un 0,6%.

Estas tres empresas representan el 66% del total del gas producido y en conjunto disminuyen 0,09% anual. Es decir, el 66% de la producción de gas en Argentina se encuentra estancada.

Por otra parte, Tecpetrol con un peso 12,6% en el total aumentó su producción acumulada en el último año móvil en 113,2%. El resto de las empresas (21% restante) disminuye su producción anual 6,9%.

**Shale y convencional**

La producción de gas natural convencional, que representa el 58% del total anual, disminuyó en septiembre 6,9% i.a y 8,8% en el acumulado de los últimos doce meses. De esta manera, la producción convencional es 40% inferior a la del año 2009.

La producción de gas natural no convencional aumentó 24,2% i.a y 35,1% en el acumulado de los doce meses a septiembre de 2019 impulsado por el Shale mientras el Tight declina, según los datos preliminares de la Secretaría de Energía

En septiembre de 2019 la producción no convencional representó el 44% del total, mientras que en el acumulado de doce meses a agosto de 2019 es del 42% del total producido.

La producción de gas no convencional se incrementó 24,2% i.a. debido al aumento del 50,6% i.a en el Shale, que explica el incremento en la producción total puesto que el Tight aumentó sólo 1,5% i.a.

En este sentido, la producción acumulada en los últimos doce meses de shale gas -representa el 23% de la producción total creció 121% mien-

tras que la de Tight se redujo 7,5% en el mismo periodo, representando el 19% de la producción total.

De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante los 12 meses corridos fue 35,1% superior a igual periodo del año anterior.

Cabe destacar que el 77% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 8,4% anual, por esto el aumento en la producción se explica enteramente por la producción de Shale Gas.

**Tecpetrol**

El aporte de Tecpetrol sigue siendo clave para el aumento en la producción gasífera. En particular, a partir del

Producción de petróleo total y por cuenca (Mm3/d)

	sep-19	sep-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Austral	3,4	3,7	3,5	3,1	↓ -5,9%	↑ 14,9%
Cuyana	3,7	3,9	3,7	3,9	↓ -4,9%	↓ -4,4%
Golfo San Jorge	36,2	37,0	36,7	37,1	↓ -2,1%	↓ -1,1%
Neuquina	38,1	33,9	35,4	32,5	↑ 12,4%	↑ 9,2%
Noroeste	0,7	0,8	0,8	0,9	↓ -11,0%	↓ -11,4%
<b>Producción de petróleo (Mm3/d)</b>	<b>82,2</b>	<b>79,3</b>	<b>80,2</b>	<b>77,4</b>	<b>↑ 3,7%</b>	<b>↑ 3,6%</b>

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

desarrollo del yacimiento no convencional Fortín de Piedra donde extrae el 80% del gas que produce. En los últimos doce meses a septiembre de 2019 la producción anual de gas natural de Tecpetrol en dicho yacimiento se incrementó 209% aportan-

do 13,9 MMm3/d sobre un total de 134,4 MMm3/d (10,3% del total).

La producción total de gas acumulada en doce meses crece 5,5%. Sin embargo, sin el aporte de Fortín de Piedra (22% del total de gas no convencional del país) la pro-

ducción de gas declina 1,9% anual.

La producción no convencional total crece 24,2% i.a en septiembre y 35,1% en doce meses, mientras que descontando la producción de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra (12,4 MMm3/d en septiembre y 13,9 MMm3/d en doce meses), la producción no convencional crece 23% i.a. y 14% anual.

La producción de Tecpetrol a partir de Fortín de Piedra continúa presentándose como determinante para analizar el desempeño de la producción de gas natural. Es muy alta aunque decreciente y esto sugiere que se están superando las etapas tempranas de producción haciéndose notar la declinación de la misma.



Cabe destacar que esta producción es beneficiaria de los subsidios otorgados por la Resolución 46/2017 del Ex MINEM que establece el programa de incentivos a la producción de gas natural no convencional.

Por esta Resolución, el Estado ha aportado \$ 13.400 millones en los primeros ocho meses del año.

El hecho de que la producción convencional y la variante no convencional Tight (77% de la producción) estén declinando anualmente, y que la producción total en ausencia del aporte de Fortín de Piedra también sea decreciente en los datos anuales, podría estar implicando que la producción de gas natural en Argentina no puede desarrollarse sin un esquema de fuertes subsidios a la producción y/o el descubrimiento de nuevos yacimientos convencionales cuya puesta en producción compense la caída productiva.

### Vaca Muerta en perspectiva

La producción de petróleo no convencional en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, representa actualmente el 15,7% del total producido en el país. El principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF que extrae allí el 11,5% del total de petróleo que se produce en el país, que a su vez representa el 73% de la producción de Vaca Muerta.

YPF se constituye claramente como el principal operador en Vaca Muerta, y aumenta su producción 51,6% anual en los últimos doce meses en esta formación.

Por otra parte, la produc-

### Producción de Gas Natural total y por cuenca (MMm3/d)

	sep-19	sep-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Austral	34,2	32,8	32,5	31,6	↑ 4,1%	↑ 2,8%
Golfo San Jorge	12,5	13,6	13,1	13,8	↓ -8,0%	↓ -5,2%
Neuquina	86,2	79,5	83,4	75,8	↑ 8,4%	↑ 10,1%
Noroeste	4,9	5,7	5,2	6,0	↓ -14,0%	↓ -12,7%
Cuyana	0,14	0,13	0,13	0,14	↑ 11,0%	↓ -2,0%
<b>Producción de gas (MMm3/d)</b>	<b>137,9</b>	<b>131,8</b>	<b>134,4</b>	<b>127,4</b>	<b>↑ 4,7%</b>	<b>↑ 5,5%</b>

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

ción de gas natural en Vaca Muerta representa el 22,6% del total del gas producido en el país.

En este caso hay tres operadores de importancia: Tecpetrol que se constituye como el principal operador, YPF y Total que producen desde esta formación el 10,4%, 6,6% y 3,3% del total del gas natural del país.

En Vaca Muerta Tecpetrol aumenta su producción anual 207%, YPF 25% y Total 298%.

### Downstream

- En septiembre de 2019 las ventas de naftas y gasoil aumentaron 3,4% i.a mientras que en el cálculo acumulado para el último año móvil tuvieron una caída del 3,5% respecto a igual periodo del año anterior.

El aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por un incremento del 3,2% i.a en las ventas de Gasoil y de 3,7% i.a en las ventas de las naftas.

En el desagregado de las ventas de naftas en septiembre se observó un aumento respecto a igual mes del año anterior en la nafta Ultra (3,9%

i.a) y Súper (3,7% i.a).

Por su parte, el aumento i.a en las ventas de gasoil se explica por una suba en el consumo de gasoil común y ultra del 2,7% y 4,6% i.a respectivamente.

Las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos 12 meses disminuyeron del 3,1% respecto a igual periodo del año anterior, explicada por la disminución en las ventas de Gasoil Común que tuvo una caída del 3% y ocupa el 75% del gasoil comercializado.

Las naftas disminuyeron sus ventas en términos acumulados en el año móvil 4,2%, debido principalmente a la caída del 21,7% en las ventas de nafta Ultra (23% del total comercializado) a pesar del aumento de las ventas de Nafta Súper.

- El gas entregado en agosto de 2019 fue de 137,8 MMm3/d. Las entregas totales fueron 6,6% menores en términos i.a mientras acumula una reducción del 6,1% (7,6 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

En términos desagregados

por tipo de usuarios, el gas entregado a los usuarios residenciales se redujo 7,5% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta una disminución de 8,7% respecto a igual periodo del año anterior.

Por otra parte, el gas entregado a la Industria se redujo 4,5% i.a mientras que se mantuvo invariante en el acumulado para el último año móvil a agosto de 2019 respecto a igual periodo del año 2018.

Las centrales eléctricas consumieron 9,1% menos en agosto de 2019 respecto a igual mes del año anterior mientras que han reducido su demanda un 10,9% en el acumulado de los últimos doce meses corridos.

La demanda anual de gas disminuye 6,1% (7,6 MMm3/d menor) mientras continúa creciendo la oferta a un ritmo de 5,5% (7,1 MMm3/d mayor).

A su vez, el balance exterior en material de gas indica que en los últimos 12 meses se importaron 18,4 MMm3/d (10,9 MMm3/d menos) mientras la exportación anual es de 1,5 MMm3/d (0,93 MMm3/d adicionales).

Esto revela que la sustitución de importaciones y la exportación de gas están determinadas no solo por la expansión de la oferta sino también en casi idéntica cantidad por una fuerte disminución de las demanda interna.

El petróleo procesado aumentó 2,2% i.a en septiembre de 2019 mientras que en el cálculo acumulado para el último año móvil se observa un crecimiento del 3,2% respecto a igual periodo del año anterior.

### Precios:

- El precio del barril de petróleo WTI en septiembre de 2019 fue de USD/bbl 56,9 lo cual implica un precio 3,9% mayor respecto al mes anterior, mientras que es un 18,9% inferior al registrado en agosto de 2018. Por otra parte, el precio del barril de crudo BRENT fue USD/bbl 62,8 teniendo una variación positiva del 6,4% respecto del mes anterior, mientras que disminuyó 20,4% respecto a septiembre de 2019.

- El barril Argentino del tipo Medanita tuvo un precio de USD/bbl 51,8 en agosto de 2019 (último dato disponible en Secretaría de Energía) reduciéndose 20,4% i.a y 6,6% respecto al mes anterior. Por otra parte, el barril del tipo Escalante muestra un precio que se ubica en los USD/bbl 54,2 en el mes de agosto de 2019, siendo 16,8% inferior al de igual mes del año anterior y 8% menor respecto al mes anterior.

- El precio spot del gas natural Henry Hub fue de USD 2,56 MMBtu (millón de Btu) en septiembre de 2019. Así,

el precio principal que rige en el NYMEX de USA disminuyó 14,7% respecto al mismo mes del año anterior mientras muestra un precio 15,3% mayor al del mes anterior.

En el caso Argentino, el precio del Gas Natural en boca de pozo (lo que reciben los productores locales) fue de 3,65 USD/MMbtu en agosto de 2019 (último dato disponible), lo cual implica un precio 21,2% menor al mes anterior y 31,5% inferior a igual mes del año anterior.

- El Precio de importación del GNL para el mes de septiembre calculado en base al comercio exterior fue de 4,2 USD/MMbtu debido a la entrada de un único cargamento de Petrobras. Para el mismo mes del año anterior fue de 10,6 USD/MMbtu.

Para el año 2019 promedió los 6,28 USD/MMbtu al mes de septiembre según informa IEASA en su detalle de cargamentos comprados por licitación para el año 2019. Esto implica un precio de importación 20,5% inferior al de 2018 (7,9 US\$/MMbtu).

El gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación promedio ponderado de 6 US\$/MMBTU para el mes de septiembre de 2019. Esto representa un precio 7,8% inferior al del mes anterior y 8,5% menor al de igual mes del año 2018.

### Biocombustibles

La producción de Bioetanol en base a maíz y caña de azúcar aumentó 3,6% i.a en agosto de 2019, mientras que en el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción disminuyó 4%. Las ventas respecto de agosto del año anterior cayeron 5% i.a, mientras que fueron 4,4% inferiores en el cálculo acumulado de doce meses respecto al año anterior.

La producción de Biodiesel aumentó en el mes de agosto de 2019, siendo un 50,4% mayor respecto al mismo mes del año anterior. Por otra parte, se observa una disminución del 25,4% en la producción acumulada en el último año móvil.

En agosto de 2019 las ventas de biodiesel fueron 27,6% menores a las registradas el mismo mes de año anterior a la vez que muestran una disminución del 4% en el cálculo acumulado para los últimos 12 meses.

Las exportaciones de Biodiesel aumentaron 36,4% i.a. Por otra parte, el acumulado de los últimos 12 meses a agosto de 2019 las ventas al exterior fueron 50,8% menores a igual periodo del año anterior.

La producción total de biocombustibles medida en toneladas aumentó 32,3%

EXPERIENCIA PARA SEGUIR CRECIENDO

EXPERIENCE TO KEEP GROWING



Antares Naviera

Remolques y Salvamentos

*Towage and Salvage Services*



ANTARESNAVIERA.COM



Remolques de Puerto Harbour Towage

Bouchard 547 Piso 21 C1106ABG Bs. As. Argentina  
Tel./Fax (54-11) 4317-8422 - Fax (54-11) 4313-8983  
Cel.15-4142-7149 - remolques@antaresnav.com.ar



i.a en agosto de 2019, mientras disminuye en el acumulado para el último año móvil a un ritmo de 20,3%, impulsado por la caída en la producción de biodiesel.

**Balanza comercial**

La balanza comercial energética del mes de septiembre de 2019 se muestra deficitaria en USD 53 millones. Por otra parte, en los primeros nueve meses de 2019 se observa un déficit comercial energético de USD 546 millones, reduciéndose 78,7% respecto de igual periodo del año anterior. Esto se debe a una caída importante en las importaciones energéticas del periodo y un aumento moderado de las exportaciones.

Los índices de valor, precio y cantidad indican que en septiembre de 2019 se exportó un 11,8% menos de combustible y energía en términos de cantidades respecto de septiembre de 2018, mientras que los precios de exportación se redujeron 23,2% i.a dando como resultado una reducción en el valor exportado de 32,2% i.a.

En el acumulado de los primeros nueve meses se exportó 5,9% más en valor, incrementándose 14,8% las cantidades vendidas al exterior a la vez que el precio de los bienes energéticos exportables se redujo 7,8%.

Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes tuvieron una importante disminución en las cantidades: se redujeron 30,1% en septiembre de 2019 respecto a igual mes de 2018, mientras que en precios se observa una caída del 5,2%. Esto generó una disminución en el valor importado del 33,6% i.a.

En el acumulado de los primeros nueve meses de 2019 las importaciones se redujeron 33,2% en valor, debido a una caída de 32,9% en las cantidades y del 0,5% en los precios.

Las exportaciones medidas en cantidades de los principales combustibles para el acumulado del año móvil al mes de septiembre de 2019 muestran mayores ventas al exterior de Butano (11,6%), Propano (1,5%), de petróleo del tipo Escalante (4,3%) y de Gas Natural (164%) que parte de una base muy baja debido a la reapertura de los mercados.

La exportación anual de Gas Natural equivale a 546 MMm3 o bien 1,5 MMm3/d, esto es el 1% del total consumido internamente.

Hubo una disminución en las compras de naftas al exterior, en los últimos 12 meses acumulados a septiembre de 2019, del 21,2%.

Por otra parte, se importó 4,8% menos de Gasoil en el acumulado del último año móvil respecto a igual periodo del año anterior.

Las importaciones de gas natural de Bolivia disminuyeron 0,5% i.a y 27,6% en el acumulado del último año móvil a septiembre de 2019, mientras que las de GNL se redujeron 54,3% en el último año móvil.

En conjunto, la importación total de Gas Natural y GNL disminuyó 37,3% (3.996 MMm3 o bien 10,9 MMm3/d) en los últimos 12 meses acumulados a septiembre de 2019.

De esta manera, el balance exterior en material de Gas nos indica que en los últimos 12 meses se importaron 18,4 MMm3 por día: esto es 13,6 MMm3/d de Gas Natural (4.960 MMm3) y 4,8 MMm3/d de GNL (1.769 MMm3); mientras la exportación es de solo 1,5 MMm3/d

**Evolución de los subsidios**

Los subsidios energéticos devengados presentan un aumento en términos acumulados al mes de agosto de 2019 según datos de ASAP. Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energé-

**Generación de energía eléctrica (GW/h)**

	sep-19	sep-18	Media año móvil	Media año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Hidráulica	2.900	2.769	3.164	3.382	↑ 4,7%	↓ -6,4%
Nuclear	874	312	559	604	↑ 180,1%	↓ -7,4%
Renovable	810	323	545	234	↑ 150,6%	↑ 133,2%
Biogas	22	13	19	10	↑ 65,9%	↑ 83,9%
Biomasa	37	31	23	21	↑ 18,1%	↑ 6,2%
Eólica	533	148	332	77	↑ 260,1%	↑ 333,3%
Hidráulica Renovable	133	120	125	122	↑ 10,6%	↑ 2,3%
Solar	86	11	46	3	↑ 674,6%	↑ 1443,2%
Térmica	6.040	6.841	6.594	7.400	↓ -11,7%	↓ -10,9%
<b>Generación neta local</b>	<b>10.623</b>	<b>10.246</b>	<b>10.861</b>	<b>11.619</b>	<b>↑ 3,7%</b>	<b>↓ -6,5%</b>
Importación	70	21	189	-	↑ 233,3%	↑ 1553,0%
<b>Oferta neta</b>	<b>10.693</b>	<b>10.267</b>	<b>11.050</b>	-	<b>↑ 4,2%</b>	<b>↓ -5,0%</b>

Fuente: IAE en base a CAMMESA

ticos) aumentaron 62,7% en el acumulado al mes de agosto de 2019 respecto a igual periodo del año anterior.

Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$ 57.599 millones en los primeros ocho meses de 2019 respecto a igual periodo de 2018.

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a agosto de 2019 fueron para CAMMESA (\$

87.273 millones) con un incremento de 58,4%, IEASA (Ex ENARSA) con \$ 32.524 millones, es decir 58,2% más que igual periodo del año anterior, el Plan Gas (Resolución N° 46 MINEM) con \$ 13.459 millones y un incremento del 403,8% y el Fondo Fiduciario para el consumo de GLP con \$ 5.163 millones que presenta una disminución del 7,2%.

Los subsidios otorgados a CAMMESA se encuentran por encima de la variación del índice de precios mayoristas

para igual periodo, lo cual sugiere que existe un incremento real en subsidios.

Por otra parte, el impacto de la devaluación del Peso no logró compensar el ahorro por menores importaciones de GNL y por la derogación del régimen de Tarifa Social Eléctrica (que pasó a las Provincias). Estos factores explican el incremento nominal en los subsidios otorgados a CAMMESA.

Por otra parte, los aumentos en las transferencias a IEASA pueden explicarse principalmente por devaluación del Peso, que compensó los menores precios y la reducción de las cantidades importadas de gas por barco.

El total de subsidios destinado a la producción no convencional de gas natural (los ítems "Resolución 46" e "incentivos a la producción...") aumentó notablemente: en agosto de 2019 recibieron \$ 15.752 millones, un monto 4,25 veces superior al de igual periodo del año anterior. Representa el 10,5% del total de subsidios energéticos.

**Gastos de capital**

Las transferencias acu-

**raízen**

**ENERGÍA QUE MOVILIZA**

Ofrecemos energía para movilizar a las personas y potenciar los negocios. Somos un Joint Venture entre Royal Dutch Shell y Grupo Cosan de Brasil, que produce y comercializa combustibles y lubricantes Shell. Con presencia en Brasil desde 2011 y ahora en Argentina.

[www.raizen.com.ar](http://www.raizen.com.ar)

Licenciataria de la marca Shell

**ADITA**  
ASOCIACIÓN DE INDUSTRIAS DE TECNOLOGÍA DE LA INDUSTRIA DEL GAS Y DEL PETRÓLEO

Válvulas y accesorios para la industria petrolera y del gas

Uniones | Válvulas Tapón | Válvula de Asiento Expandible | X-Over | BOP  
Ring Joint | Válvula de Asiento Paralelo | Válvulas Retención | Bridas especiales  
Trabajos especiales para el rubro petrolero

[www.adita.com.ar](http://www.adita.com.ar)  
ventas@aditasrl.com.ar | info@aditasrl.com.ar  
(+5411) 4720 2528 | (+5411) 4722 4488  
Diagonal 89 Nro. 7300 - José León Suarez - Buenos Aires

TÜV Rheinland CERT ISO 9001

muladas a agosto de 2019 para gastos de capital fueron \$ 4.744 millones reduciéndose en 40,9% respecto a igual periodo de 2018. Esto implica un monto menor en \$ 3.284 millones respecto a igual periodo de 2018. Las transferencias a IEASA son las únicas que crecen en el acumulado a agosto de 2019 puesto que recibió \$ 3.041 millones, esto es un 194,7% más a lo recibido en igual periodo del año anterior.

Por otra parte, Nucleo-eléctrica recibió transferencias por \$ 1.100 millones, un 81,6% menos que en igual periodo del año anterior.

**Mercado eléctrico**

En el mes de septiembre de 2019, la demanda total de energía eléctrica fue 4,3% superior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa una disminución de la demanda del 5,3% respecto a igual periodo del año anterior.

La demanda total del sistema fue de 10.212 GWh en septiembre del año 2019, mientras que para el mismo periodo del año 2018 fue de 9.792 GWh. En el mes de septiembre de 2019 disminuyó el consumo en términos interanuales en la categoría comercial un 1,9%

Por otra parte, la demanda Residencial e industrial/comercial se incrementaron 10,1% y 2,6% i.a. respectivamente. No se presentan factores climatológicos que pueden haber afectado la demanda.

Los datos anuales (agosto 2019 - septiembre 2019) indi-

**Exportación e importación por principales combustibles (en cantidades)**

	sep-19	sep-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	var % acumulado
<b>Exportación</b>						
Butano y otros (MTn)	27	21	603	541	↑ 29,0%	↑ 11,6%
Escalante (Mm3)	232	320	2.875	2.757	↓ -27,3%	↑ 4,3%
Gas natural (Mm3)	43	16	546	206	↑ 169,3%	↑ 164,7%
Propano y otros (MTn)	38	44	625	616	↓ -13,8%	↑ 1,5%
<b>Importación</b>						
Crudo importado (Mm3)	0	0	0	851	-	↓ -100,0%
Gas natural (MMm3)	510	513	4.960	6.850	↓ -0,5%	↓ -27,6%
GNL (MMm3)	55	201	1.769	3.875	↓ -72,4%	↓ -54,3%
Gasoil* (Mm3)	238	310	2.237	2.351	↓ -23,3%	↓ -4,8%
Naftas* (Mm3)	49	71	563	715	↓ -30,2%	↓ -21,2%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía  
\* Naftas común, Súper y ultra. Gasoil es la suma de agrogasoil, gasoil común y gasoil ultra

can que se ha reducido la demanda eléctrica en todas las categorías. La demanda anual de la categoría residencial disminuyó 5% mientras que la demanda comercial e industrial/comercial se han reducido 5,5% y 5,6% en el periodo.

La caída anual en la demanda industrial y comercial de energía eléctrica está correlacionada con la reducción de la actividad económica e industrial.

La oferta neta de energía aumentó 4,2% i.a en septiembre de 2019, a la vez que muestra una caída en los últimos 12 meses de 5%. En este sentido, la oferta neta de energía fue de 10.693 GWh en septiembre de 2019, mien-

tras que había sido de 10.267 GWh para el mismo mes del año anterior. La oferta media mensual fue de 11.050 GWh.

La generación neta local aumentó 3,7% i.a en septiembre de 2019 respecto del mismo mes del año anterior, mientras que la generación media del último año móvil se presenta con una caída del 6,5%.

En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación hidráulica, nuclear y renovable, que aumentaron 4,7%, 180,1% y 150,6% i.a. respectivamente

En forma adicional, tomando los últimos doce meses corridos la generación Renovable es la única que

muestra crecimiento positivo con una variación del 133,2% respecto a igual periodo del año anterior, mientras que la generación Térmica (que ocupa el 60% de la generación), Hidráulica y Nuclear disminuyeron 10,9%, 6,4% y 7,4% en el último año móvil respectivamente.

La generación a través de energías renovables aumentó en todas las categorías tanto i.a como en términos anuales. Hubo un aumento interanual en las categorías Eólica, Hidráulica renovables, Solar, Biomasa y Biogas del 260%, 10,6%, 674%, 18,1 y 65,9% i.a respectivamente.

Por otra parte, en los datos en los datos referidos a los últimos doce meses corridos la generación renovable presenta un variación positiva del 133,2% (+311 GWh), que está impulsada por una mayor generación de todas las tecnologías pero especialmente por eólica y solar que crecen 333% y 1443%.

En términos anuales la generación Eólica continúa siendo la de mayor importancia, por encima de la Hidráulica Renovable, representando el 61% del total Renovable y aportando 255 GWh adicionales sobre el total de 311 GWh incrementales de energía Renovable.

Por otra parte, se evidencia un importante crecimiento de la generación Solar, que ha pasado de generar 3 GWh a 46 GWh anuales al mes de septiembre de 2019, aportando el 13,8% de los 311 GWh incrementales de energía Renovable.

La participación de gene-

ración a través de energías Renovables fue del 5% del total generado en el último año móvil a septiembre de 2019.

Por otra parte, en términos mensuales representó el 7,6% de la energía generada en el mes de septiembre de 2019. Por esto, se observa un avance respecto al objetivo de cubrir el 8% del consumo a través de generación Renovable (Ley 27.191), originalmente establecido para el año 2018.

**Precios y costos**

Los datos indican que en septiembre de 2019 el costo monómico medio (costo promedio de generación eléctrica) respecto a septiembre de 2018 tuvo un incremento del 41,9% i.a, mientras que el precio monómico estacional aumentó 59,5% i.a.

La variación en los costos está por debajo del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 46,2% i.a mientras que el precio que paga la demanda aumentó más que ambos en el mismo periodo.

Esto sugiere una recuperación respecto a la cobertura del costo de generación. Con estos valores, el precio promedio que paga la demanda alcanza a cubrir el 52% de los costos de generación en septiembre de 2019, siendo el resto cubierto con subsidios.

En el mismo mes de 2018 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 46% de los costos de generación eléctrica, lo cual implica que desde este punto de vista la recuperación de la demanda.

**IPH 70 AÑOS**

Garantía de calidad para las más altas exigencias y diversas aplicaciones.

CABLES DE ACERO | ESLINGAS | ACCESORIOS

American Petroleum Institute API Monogram, License SA-0618. **Crosby** Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

(5411) 4469-8100 [www.iphglobal.com](http://www.iphglobal.com)

**Hytera** Respond & Achieve

**TETRA**  
**DMR**  
DIGITAL MOBILE RADIO ASSOCIATION

Soluciones integrales para necesidades puntuales!

[www.hytera.us](http://www.hytera.us)

**Intepla** INGENIERIA - TELECOMUNICACIONES

**INTEPLA SRL** • Integrador de Sistemas Autorizado Hytera en Argentina  
 Casa Central: Tel.0810 226565 / Calle 14# N 1286 (1900) La Plata  
 Of. Comercial: Tel. 54 11 4345 4440 / Avda Paseo Colón 797 3ºB Ciudad de Bs As.  
 Email: [ventas@intepla.com](mailto:ventas@intepla.com)  
[www.intepla.com](http://www.intepla.com)

Según un estudio que desarrolló durante los últimos meses para la provincia de Neuquén

# Vaca Muerta con perspectivas promisorias

El Gobierno que asumirá el 10 de diciembre disfrutará de la llegada de miles de millones de dólares a la Argentina gracias a la explotación de Vaca Muerta. Para eso no será condición mostrarse amigable con los ejecutivos petroleros, sacarse fotos ni recorrer los campos neuquinos. Ser "racional" le alcanzará a Alberto Fernández sin ser market friendly.

Esto es lo que evaluó el economista Rodrigo Álvarez, CEO de la consultora Analytica, en un estudio que desarrolló durante los últimos meses para la provincia de Neuquén.

No obstante, el siguiente Presidente tendrá que solucionar el problema de la deuda externa para conseguir financiamiento a bajo costo, porque de otra manera, entiende el economista, no habrá manera de atraer inversiones extranjeras.

Desde 2013, con el acuerdo entre YPF y Chevron, entraron inversiones por US\$ 26.300 millones, que se su-

maron a otros US\$ 13.500 millones de inicio por ese convenio que viabilizó Vaca Muerta. Analytica ponderó que los procesos de expansión de la producción, tanto en petróleo como en gas natural, se desencadenaron cuando existieron incentivos de precios y la respuesta fue un crecimiento superior al 20% desde el peor momento.

Por otra parte, Neuquén ya produce el 26% del crudo (apenas por detrás del 30% de Chubut) y el 54% del gas del país. En ambos

casos tuvo un salto de 7 puntos porcentuales en relación a 2013. Esto es con 36 concesiones de explotación no convencional en un área total de 8502 kilómetros cuadrados (km<sup>2</sup>). Ya se comprometieron inversiones por u\$s 8373 millones en proyectos pilotos y 8 áreas pasaron a desarrollo masivo, apenas el 6% del total de Vaca Muerta.

Quince empresas nacionales e internacionales de reconocida jerarquía participan: YPF, Pan American Energy (que tiene aden-

tro a la British Petroleum), ExxonMobil, Shell, Qatar Petroleum, Total Austral, Tecpetrol, Pluspetrol, Pampa Energía, Wintershall Dea, Petronas y Chevron son algunos ejemplos.

Analytica destacó que la productividad de Vaca Muerta comparada con Permian, en Estados Unidos, pasó de ser la mitad a quedar de igual a igual en los últimos siete años. En cuanto a los subsidios, la administración de Mauricio Macri se irá habiendo destinado US\$

33.900 millones en cuatro años, casi la mitad que los US\$ 57.700 que puso Cristina Fernández de Kirchner en su segundo mandato para mantener congeladas las tarifas.

A futuro, el mejor escenario de precios y condiciones de mercado multiplicará por 8 el valor de la producción de shale hacia 2030, según Analytica. Serían US\$ 12.139 millones en petróleo y US\$ 20.327 millones en gas. En cambio, un mal escenario podría planchar esa curva, en la que igual habría un crecimiento cercano al 200%: US\$ 4.501 millones para crudo y US\$ 6.788 millones para gas.

El saldo comercial sería superavitario en US\$ 12.238 millones en el mejor escenario para Vaca Muerta (a lo que se le pueden restar algunos miles de millones de dólares de déficit comercial en el resto de las actividades económicas) e igualmente en verde en un peor escenario, con US\$ 3.829 millones.



## SOMOS UNA NUEVA GENERACIÓN

Nos gustan los desafíos, la innovación y superarnos constantemente.

Somos petróleo y gas.  
Somos energía eléctrica.  
Somos soluciones integrales.

Somos PECOM



En línea con la estrategia de expansión apunta a producir 100.000 bb/d

# GeoPark Limited, adquiere Amerisur Resources

GeoPark adquirirá todo el capital accionario emitido y a emitirse de Amerisur por un pago total en efectivo de alrededor de £242 millones, equivalente a un precio de oferta de 19,21 centavos de libra esterlina por acción. La transacción es resultado de una revisión estratégica que incluyó un proceso formal de venta anunciado por Amerisur el 19 de julio de 2019 siguiendo el UK Takeover Code (Código de Adquisiciones del Reino Unido). El cierre de la Transacción está previsto para diciembre de 2019 o enero de 2020, tras la aprobación de los accionistas de Amerisur y las aprobaciones regulatorias de rigor.

La adquisición de Amerisur está en línea con la estrategia de expansión continua de GeoPark, que apunta a alcanzar la meta de largo plazo de producir 100.000 boepd y aún más. Además de aumentar las reservas, la producción y el flujo de caja, esta adquisición incrementará de manera significativa el inventario de oportunidades de corto, mediano y largo plazo de GeoPark.

Bloque	Participación	FactorX	Operador	Socios	Acres
CPO-5	30%	23%	ONGC Videsh	ONGC Videsh	492.352
Platanillo	100%	-	Amerisur	-	27.476
Oleoducto OBA	100%	-	Amerisur	-	-
Andaquies	100%	-	Amerisur	-	114.87
PUT-30	100%	4%	Amerisur	-	95.172
PUT-9	50%	18%	Amerisur	Oxy	121.452
PUT-12	60%	29%	Amerisur	Pluspetrol	134.534
Coatí	60% <sup>1</sup>	-	Amerisur	Gran Tierra <sup>2</sup>	46.279
Mecaya	50%	-	Amerisur	Oxy	74.128
Terecay	50%	-	Amerisur	Oxy	586.626
Tacacho	50%	-	Amerisur	Oxy	589.010
PUT-14	100%	5%	Amerisur	-	126.941
PUT-8	50%	2%	Amerisur	Oxy	102.800

<sup>1</sup> Hay un descubrimiento existente en el bloque Coatí denominado Temblón, del cual Amerisur tiene una participación del 100% <sup>2</sup> Sujeto a la aprobación de la ANH Sin carry, sujeto a la aprobación de la ANH

Una mayor escala generará un portafolio mayor y más balanceado, generando una estructura de costos más eficiente y estable, ampliando el espectro de oportunidades para nuevos proyectos, y mejorando aún más el acceso a una comunidad inversora más amplia.

La Transacción incorporará 12 bloques de produc-

ción, desarrollo y exploración en Colombia, que abarcan una superficie de 2,5 millones de acres brutos, consistente en 11 bloques operados en la cuenca Putumayo y el bloque no-operado CPO-5 en la cuenca Llanos, un exitoso equipo operacional, y el Oleoducto Binacional Amerisur (el "OBA"), un ducto para exportación de petróleo que se extiende desde Colombia hasta Ecuador.

## Aumentando el Petróleo Liviano

La producción de Amerisur en septiembre de 2019 fue de 6.865 bopd provenientes de dos bloques, con un mix de 100% de petróleo liviano. El bloque Platanillo (100% de participación, operado por Amerisur) produjo 4.503 bopd de petróleo liviano de 30° API en el mismo período. El bloque CPO-5 (30% de participación, operado por ONGC Videsh -"ONGC"-) produjo 7.872 bopd de petróleo liviano de 36-41° API, 2.362 bopd netos para Amerisur en el mismo período, provenientes de dos campos petroleros sin desarrollar.

## Oportunidades de Desarrollo de Bajo Riesgo

Amerisur reporta reservas netas totales probadas ("1P") y reservas netas totales probadas y probables ("2P") de 15,0 y 21,8 millones de barriles, respectivamente (certificadas por McDaniel & Associates a fines de julio de 2019, según anunciado por Amerisur el 20 de septiembre de 2019). Amerisur reporta reservas 2P para el bloque Platanillo de 12,3 millones de barriles y de 9,5 millones de barriles para el bloque CPO-5, donde se han identificado múltiples oportunidades para seguir aumentando la producción.

A septiembre de 2019 los dos principales campos productores en el bloque CPO-5 -Índico y Mariposa- produjeron, por flujo natural y de un pozo en cada campo, un volumen bruto combinado de 7.872 bopd, sin corte de agua. El pozo Mariposa 1 ha acumulado más de 2,1 millones de barriles en alrededor de 23 meses, en tanto que el pozo Índico 1 ha acumulado más de 1,0 millones de barriles en aproximadamente 10 meses.

## Nuevo Acreaje de Alto

## Impacto y Nueva Cuenca

El bloque CPO-5 de Amerisur, que abarca una superficie de 0,5 millones de acres, es adyacente y se encuentra en el mismo tren geológico del prolífico bloque de GeoPark Llanos 34 (45% de participación, operado por GeoPark). Existen dos relevamientos sísmicos 3D (1.555 km<sup>2</sup>) que abarcan la mayor parte del bloque donde el equipo de GeoPark ha identificado y delineado múltiples prospectos exploratorios en múltiples formaciones geológicas. Más prospectos podrían ser delineados una vez se efectúen nuevos relevamientos sísmicos 3D en el área aún no cubierta.

Como resultado de la adquisición, GeoPark tendrá un área de más de un millón de acres bruto en una de las zonas más productivas y con mayor potencial de la cuenca Llanos, en Colombia (ver mapa, a continuación).

Los bloques de Amerisur en Putumayo proveen una extensa posición de 2,0 millones de acres brutos en una nueva cuenca, con producción existente, una solución de transporte propia y rentable y un potencial exploratorio significativo. Occidental Petroleum ("Oxy") ha acordado invertir USD93,25 millones (y llevar en carry a Amerisur) en la exploración de los bloques PUT-9, Mecaya, Terecay y Tacacho para adquirir así una participación del 50%. Asimismo, Oxy adquirió una participación del 50% (sin carry) en el bloque PUT-8, por un pago total en efectivo de USD19,1 millones.

El ingreso a la cuenca Putumayo le permitirá a GeoPark acceder a una cuenca de hidrocarburos subexplorada y de alto potencial (ver mapa a continuación), integrada desde el punto de vista logístico y que es parte del atractivo sistema petrolífero Maraño-

**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, Gasolinas y Afines de Tucumán.
A.E.S. FORMOSA. Asociación de Estaciones de Servicio de la Provincia de Formosa.	C.E.S.E.C.A. Cámara de Estaciones de Servicio Expendedores de Combustibles y Afines de Salta.
C.E.C. JUJUY. Cámara de Expendedores de Combustibles de Jujuy.	C.E.R.A.S.E. Cámara de Expendedores de Subproductos del Petróleo y Afines de Santiago del Estero.
C.E.C.A. NEUQUEN y RIO NEGRO. Cámara de Expendedores de Combustibles de Neuquén y Río Negro.	C.E.S.A.N.E. Cámara de Estaciones de Servicio y Afines del Noroeste - Misiones.
C.E.C.A. SAN JUAN. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines de la provincia de San Juan.	E.A.E.N.I. Federación Argentina de Expendedores de Nafta del Interior - Santa Fe.
C.E.C.A.E.R. Cámara de Estaciones de Servicios y Afines de Entre Ríos.	E.C.A.C. Federación de Expendedores de Combustibles y Afines del Centro de la República - Córdoba.
C.E.C.A.C.H. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines del Chaco.	E.E.C.O.B.A. Federación de Entidades de Combustibles de la Provincia de Buenos Aires.
	E.E.C.R.A. Federación de Empresarios de Combustibles de la República Argentina - C.A.B.A. y Provincia de Buenos Aires.

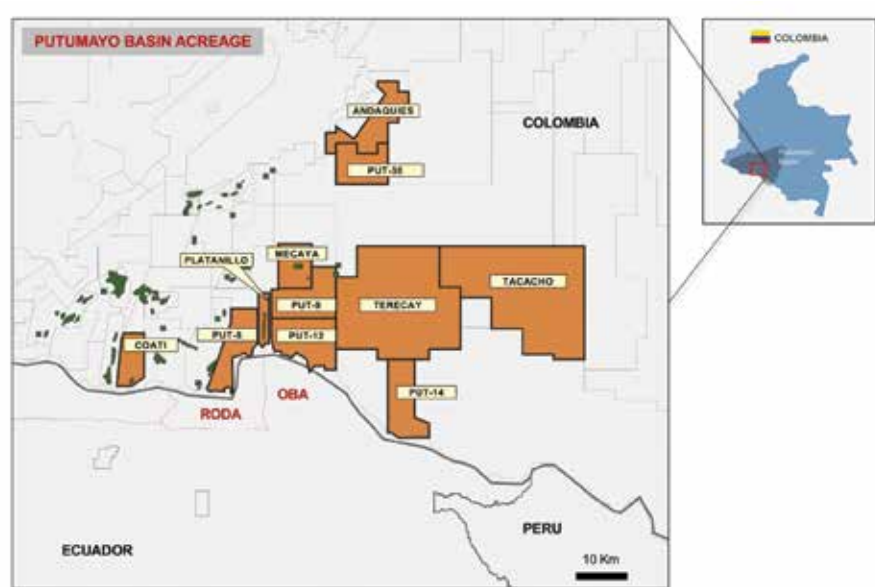
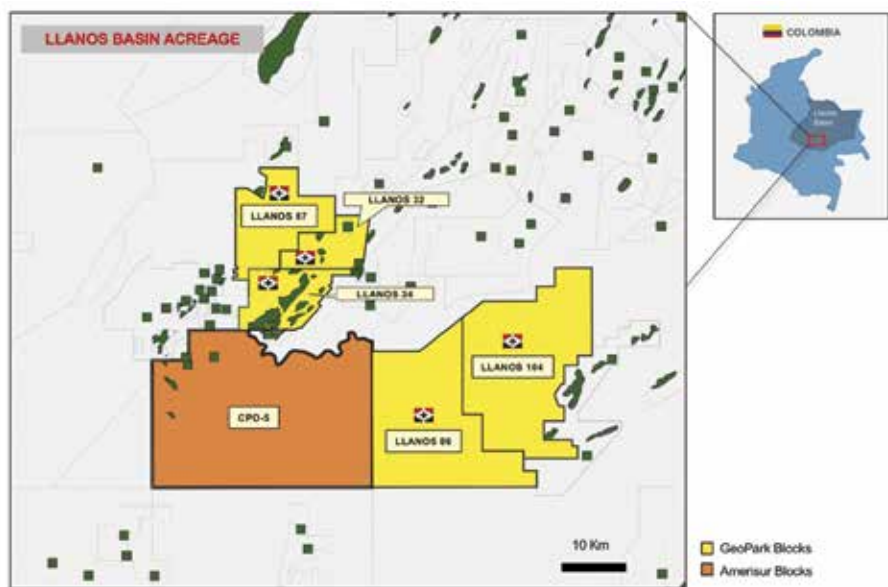
Av. de Mayo 633 Piso 2 Oficina 12 (1084) Capital Federal Buenos Aires - Argentina  
Tel 4342-4804 - Fax 4342-9394  
E-mail: cocha@cocha.org.ar www.cocha.org.ar

**C.E.C.H.A.**  
Integrada por C.A.P.E.G.A., C.E.S.E.C.A., E.A.E.N.I., E.C.A.C., E.E.C.O.B.A., E.E.C.R.A., C.A.B.A. y Provincia de Buenos Aires.



EL FUTURO ES ENERGÍA

pluspetrol



Oriente-Putumayo que abarca Perú, Ecuador y Colombia y constituye un componente esencial de la estrategia de crecimiento de GeoPark en el largo plazo. En nombre de Amerisur, McDaniel & Associates ha estimado una media de 289 millones de barriles en recursos de exploración netos sin unrisks con un valor límite superior estimado de 566 millones de barriles, en el conjunto de activos de Amerisur.

**Flujo de caja**

Amerisur es una empresa en crecimiento con flujo de caja positivo y bajos costos de operación. En 2018 y el 1S2019, los netbacks operativos fueron de USD50,5 y USD24,7 millones respectivamente, es decir alrededor de USD30,2 y USD27,0 por barril<sup>2</sup>. Amerisur ha demostrado su capacidad para autofinanciarse con flujos de caja propios generados por sus operaciones durante 2018 y el 1S2019, excediendo sus gastos de capital de USD17,1 y USD13,8 millones en esos mismos periodos. El balance financiero de Amerisur es sólido, sin deuda y una posición de caja de USD46 millones al 30 de junio de 2019.

**Infraestructura**

Amerisur es 100% propietaria del ducto de exportación OBA, que se extiende aproximadamente 17 kms. desde el

bloque Platanillo en la cuenca Putumayo en Colombia e ingresa a Ecuador, donde se une al sistema ecuatoriano de oleoductos que se conectan con el puerto de Esmeraldas, en la costa del Pacífico. Fue construido por un costo total de alrededor de USD20 millones, entró en operación a fines de 2016 y ofrece una nueva y más segura ruta de comercialización para el crudo de la cuenca Putumayo.

El costo de transporte es de alrededor de USD4 por barril, de acuerdo con Amerisur. El oleoducto OBA tiene una capacidad potencial total de 50-70.000 bopd (actualmente utilizada en menos del 10%) y ha comenzado a transportar crudo de terceros en 2019, creando una nueva fuente de ingresos para Amerisur.

**Alianzas**

GeoPark y ONGC, la compañía petrolera estatal de la India y operadora del bloque CPO-5, tienen una alianza estratégica de largo plazo para la adquisición de proyectos en toda Latinoamérica. ONGC aporta gran conocimiento y experiencia al proyecto CPO-5. GeoPark espera también aportar su exitosa experiencia en la operación y perforación de manera segura y rentable de más de 100 pozos, y de haber llevado la producción de cero a más de 75.000 bopd en la cuenca Llanos.

Ser socio de Oxy en cinco de los 11 bloques de la cuenca

Putumayo, y ser llevado en carry por Oxy en cuatro de esos cinco bloques, representa una nueva oportunidad para que GeoPark trabaje y opere para una respetada y gran empresa internacional con una larga historia y experiencia en Latinoamérica.

**Sinergias**

GeoPark espera generar significativas sinergias en operaciones, transporte y mezcla de crudo, tanto en el bloque Llanos 34 como en los bloques de Putumayo. Amerisur está produciendo petróleo liviano (API de 40,7°) aproximadamente a unos 30 km de la línea de flujo de Jacana que conecta la producción del bloque Llanos 34 con el sistema central de oleoductos de Colombia.

Considerando el amplio conocimiento que tiene en Colombia, GeoPark espera potenciar sus operaciones actuales y su experiencia técnica, operacional y comercial para explotar todo el potencial de los activos adquiridos.

**SPEED / ESG**

Amerisur tiene un récord exitoso en materia de seguridad y medio ambiente en sus operaciones, y ha contribuido activamente a las comunidades en donde opera. La base que sustenta la trayectoria de desempeño de GeoPark y su éxito en la generación de valor de nuevos activos, es su

sistema integrado de valores y factores ESG denominado SPEED, que significa Seguridad, Prosperidad, Empleados, Entorno Ambiental y Desarrollo Comunitario. GeoPark espera integrar los activos y las operaciones de Amerisur en su programa SPEED, a fin de ampliar y fortalecer la labor de Amerisur. 1 Calculado como EBITDA Ajustado (según lo definido por Amerisur) más gastos administrativos en efectivo para ese período. Para el 1S2019, de los netbacks operativos también se han descontado los elementos principales de los pagos por cesión (luego de aplicarse la IFRS16) 2 Calculado como el netback operativo dividido por los volúmenes de venta de petróleo durante ese período.

Los volúmenes de venta de petróleo pueden calcularse dividiendo los ingresos por ventas de petróleo por el precio realizado del petróleo obtenido durante ese período

**Financiamiento**

Para financiar la Transacción, GeoPark ha asegurado un financiamiento de deuda con Citibank N.A. e Itaú por un total de USD315 millones en la forma de un préstamo puente. Los fondos están comprometidos y serán desembolsados al cierre de la Transacción. GeoPark espera obtener un financiamiento de deuda a más largo plazo para reemplazar el préstamo puente tan pronto como sea posible.

James F. Park, CEO de GeoPark, comentó: "Un pilar consistente de la proposición de valor a largo plazo ha sido y continuará siendo el crecimiento inorgánico, incluyendo M&A y adquisiciones de bloques. La base de activos de Amerisur en Putumayo le proporcionará a GeoPark acceso a una cuenca sub-explorada y de alto potencial, como parte de nuestra estrategia Marañón-Oriente-Putumayo en la región, y con un oleoducto de exportación en operación.

**Métricas Clave de la Transacción**

Pago en efectivo <sup>1</sup>	USD315 millones
Efectivo y equivalentes de efectivo (al 30 de junio de 2019)	USD46 millones
Capital disponible <sup>2</sup> (al 30 de junio de 2019)	(USD0,7) millones
Pago de Oxy por 50% de PUT-8	USD19,1 millones
Carry de Oxy por participación en Putumayo	USD41,75 millones
Inversión de Capital de OBA	USD20 millones

<sup>1</sup> Estimado basado en acciones diluidas y un tipo de cambio de 1,30 GBP/USD <sup>2</sup> Capital de trabajo: Activos corrientes (excluyendo el efectivo y equivalentes) menos el pasivo corriente (excluyendo pasivos por alquiler después de la aplicación de la IFRS16)



**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.

La entidad propone quince puntos para mejorar la comercialización de combustibles en el surtidor

# Cecha fijó posición y emitió un documento con aportes dirigido al gobierno entrante

La Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos y Afines de la República Argentina (Cecha), dio a conocer un documento bajo el título "Aporte para el desarrollo de la actividad del comer-

cio de hidrocarburos y afines" donde fijan su posición en materia de combustibles líquidos y establecen quince puntos para la consideración de las autoridades entrantes. Según Cecha la iniciativa tie-

ne por objeto mejorar el desarrollo de la actividad de los expendedores y señala también que es en beneficio de los consumidores finales.

La comercialización y el expendio de derivados del pe-

tróleo y el gas que abastece la demanda del público general se efectúa a través de una amplia red de casi 5.000 estaciones de servicio, distribuidas a lo largo y ancho del territorio nacional.

El objetivo principal de la política energética (establecido en la ley de Hidrocarburos) es el abastecimiento del mercado interno. Por ello, resulta prioritario también contemplar la realidad sectorial, a fin de asegurar la adecuada provisión de un servicio esencial para la población y el comercio de nuestro país.

## Los quince puntos son los siguientes:

1) Rango Ministerial de la cartera de Energía.

La energía es la columna vertebral de la actividad económica de todo país y considerando los grandes desafíos que la próxima administración consideramos que el máximo responsable de la cartera debe tener línea directa con el PEN (Presidente de la Nación) para asegurar que la toma de decisiones sea expeditiva, profunda y directa, evitando la burocratización de las mismas.

2) Abastecimiento de las Estaciones de Servicio a precios competitivos.

Se debería disponer de una reserva estratégica de combustibles que permita amortiguar los impactos de las medidas económicas.

Dicha reserva de combustibles debería crearse a partir de la sanción de una ley de abastecimiento específica para el sector u otra medida regulatoria que así lo defina.

3) Institucionalización de la mesa de competitividad y comercialización de com-

bustibles. Se propone crear una mesa de trabajo bajo la coordinación del Ministro de Energía que sea un nexo con otras áreas de la Administración Pública Nacional para tratar temas relacionados con la actividad que generen extra costos en la operatoria normal de las estaciones de servicios. Esta circunstancia ha provocado que todos los meses se deban vender más litros de combustibles para cubrir los mayores costos.

4) Canalización del despacho de combustible por canal minorista. A los fines de mantener los actuales puestos de trabajo y de incentivar la creación de nuevos, se recomienda que la comercialización de combustibles se realice bajo alero y por pico de surtidor, es decir, a través de las estaciones de servicio.

Razón por la cual el Poder Ejecutivo debería disuadir a que las empresas petroleras concentren su actividad en la industrialización del petróleo crudo y la comercialización mayorista de sus derivados, en lugar de vender directamente el combustible a granel al sector productivo o al consumidor final.

5) Eliminación de los aportes a la seguridad social para los nuevos puestos de trabajo y reducción para los actuales de acuerdo a la reglamentación que se dicte, para ampliar la fuerza laboral.

6) Incentivar el uso de combustible alternativo, como el G.N.C.

Proponemos que se implemente una política fiscal más agresiva (tanto en ICL como IDC) que privilegie el consumo de los combustibles más amigables con el medio ambiente, como el GNC; que,



Specialist for Pumping Technology

**Acompañando a los más importantes proyectos de la industria petrolera del país.**



VLT bomba vertical API enlatada (VS6)



SCE bomba API de proceso, montada en eje central (OH2)



SM bomba API de proceso axialmente partida, multi-etapas, con carcasa de doble voluta (883)



RDP bomba recíproca de pistón según API 674

**13 diciembre: Día del Petróleo**

**RP Argentina**  
Le Corbusier 240, Pablo Nogués,  
Buenos Aires, Argentina, B1616AEF.  
Tel: +54 11 4463-3000

Escribenos a [ventasarg@ruhrpumpen.com](mailto:ventasarg@ruhrpumpen.com)

**» www.ruhrpumpen.com**

AEROTAN

S.A.

Especialidad en diseño, Ingeniería,  
Construcción y Montaje de Tanques bajo Normas API 650 y 620





Av. Mosconi Nro. 180 (Tres Arroyos - Pcia. Buenos Aires) Tel: (02983) 431477 / 78 / 79 [aerotan@aerotan.com.ar](mailto:aerotan@aerotan.com.ar)

por otra parte, permitirá aumentar el consumo interno de gas natural en lugar de derivados del petróleo, logrando aumentar los saldos exportables (menos dependientes de inversiones en infraestructura) para mejorar la balanza energética y comercial de nuestro país y contribuir a resolver uno de los cuellos de botella de nuestra economía, como lo es la generación de divisas.

7) Impuesto al dióxido de carbono. Se propone la creación de un fondo con lo recaudado por dicho impuesto que permita la oferta de financiamiento blando, que pueda ser utilizado - potencialmente con diferimientos impositivos en Ganancias e IVA- para fomentar la instalación de paneles solares en las estaciones de servicio, para poder aportar energía al sistema integrado nacional.

8) Participación en la mesa multisectorial de sindicatos, cámaras, federaciones y gobierno, atento que las estaciones de servicios son en su conjunto uno de los principales empleadores de la argentina.

9) Cargas tributarias y estabilidad de precios Tanto a nivel nacional, provincial como municipal la presión fiscal es muy elevada y la incapacidad de las administraciones -en los distintos niveles jurisdiccionales para reducir los gastos propios las ha llevado a aumentar la carga tributaria, en forma directa o indirecta, sobre los consumidores.

En el ámbito municipal, en especial, se cobran tasas por servicios no prestados o para solventar actividades no vinculadas con el sector que actúa como agente de recaudación.

Proponemos conformar un equipo de trabajo coordinado por el Ministerio de Energía con la participación activa de CECHA, que tenga como objetivos relevar la situación fiscal del negocio de la venta minorista de combustibles a nivel nacional, provincial y municipal en todo el país para analizar su razonabilidad y racionalidad y proponer luego un sistema tributario homogéneo, equitativo y transparente para aplicar a este tipo de negocios.

10) Tarjetas de crédito y Comisiones Bancarias. Las estaciones de servicio son responsables de vender los combustibles que producen las petroleras y de recaudar el componente impositivo con el que los grava la autoridad de aplicación, quedándose con un porcentaje promedio estimado del 10% sobre el precio de venta para solventar su actividad de comercialización.

Sin embargo, las comisio-

nes financieras que se cobran por el uso de la tarjeta de crédito afectan al monto total de la transacción, sin identificar si se está financiando la venta de la petrolera o la recaudación tributaria y ambos cargos, están en cabeza del operador de la estación de servicio. El mismo criterio aplica a los plazos de acreditación de los montos financiados.

Asimismo, debido a la cantidad de tarjetas rechazadas por desconocimiento del titular se debería crear un mecanismo de seguridad para evitar dichas circunstancias, otorgándole una clave o pin de seguridad para cada una de las transacciones.

En este línea, el Congreso

Nacional debe tratar con urgencia el proyecto de ley de tarjetas de crédito presentado por el sector.

11) Que se establezcan alícuotas diferenciales para el Impuesto a las Ganancias de las MYPYMES.

12) Impuesto al debito bancario. Eliminación, por características del sector, del impuesto al debito atento a que en el operatoria de despacho de combustible se abona impuestos sobre impuestos - doble imposición tributaria-.

13) Categorización especial para Estaciones de Servicio conforme la Ley PyME. Los límites mediante los

que se categorizan a las empresas en carácter de micro, pequeñas y medianas tramo I y II a fin de incluirlas en los beneficios de la LEY PYME, son fácilmente superados por las Estaciones de Servicio ya que en ese cálculo se incluye la totalidad de lo recaudado por venta, solicitamos solo se tome las ganancias, o margen de comercialización, y no el total de lo recaudado, ya que el 45% del precio del producto son impuestos.

14) Impuestos Provinciales y tasas Provinciales y Municipales: Se limiten y compatibilicen las facultades de establecer Regímenes de Retención y Percepción de los tributos provinciales y tasas

Municipales.

En numerosos casos, mediante el mantenimiento de saldos a favor constantes hacen que la actividad esté gravada a alícuotas muy superiores a las establecidas por los correspondientes Códigos Tributarios.

15) En forma general, urge que se establezca una moratoria amplia fiscal, así como un periodo de gracia sin embargos judiciales ni inicio de juicios por parte de los organismos fiscales que permita a las empresas PYME, en general, pero también a las de nuestro sector en particular, recomponer su capital de trabajo, consumido por el descenso generalizado del consumo.

**SOLUCIONES PARA EL FUTURO**

MÁS DE 30 AÑOS BRINDANDO SOLUCIONES INNOVADORAS EN GENERACIÓN DE ENERGÍA Y COMPRESIÓN DE GAS.

Estamos preparados para nuevos desafíos.

**SECCO**  
www.secco.com.ar

Fiandesio analiza un mercado cuyo producto es susceptible de adulteración

# ¡Otra vez sopa!

Por Alberto Fiandesio



Remedando la histórica expresión de la entrañable Mafalda podemos sintetizar la situación que puede darse en la comercialización de combustibles en nuestro país.

Históricamente se denominó "sopa" en el mercado local a la adulteración de combustibles, principalmente naftas comerciales vendidas por surtidor, con productos líquidos que se comercializan exentos de los impuestos específicos.

Es sabido que dos productos exactamente iguales (o similares) vendidos con distintos precios, por la razón que sea, provoca una migración hacia el de menor valor.

En el caso de las naftas la principal adulteración se produce con solventes que son vendidos sin impuestos por tratarse de un insumo en actividades industriales.

Los más buscados son los solventes, y dentro de esta denominación, los solventes aromáticos que tienen un muy buen número de octano. Los llamados BTX (Benceno-Tolueno-Xileno) son productos que merecen ser seguidos cuando se venden sin impuesto.

También se comercializan combustibles exentos por destino geográfico (en grandes rasgos, zona sur del país) y en este caso lo que hay que vigilar es que producto que sale de planta de despacho sin impuestos y dirigido a la zona exenta, realmente termine en la zona exenta.

Para el control el Estado dispone de una serie de herramientas que se vienen utilizando, algunas desde hace casi 20 años, con distinto grado de profundidad.

A fines de los 90 se implementó por primera vez el control nacional de calidad de combustibles a través de convenios firmados con el INTI y la UTN. Este control, si bien

es indirecto en cuanto a la determinación de adulteraciones fraudulentas, permite conocer el contenido de benceno y aromáticos totales en las naftas, por ejemplo, que están limitados al 1% y 35% máximo, respectivamente. Desvíos en más de esos valores hacen presumir la presencia de solventes en las naftas.

A principio del 2000 se conformó con la Secretaría de Energía (técnico), AFIP

menzar la tarea de control por parte de la AFIP-SdE existían más de 1.000 empresas que compraban solventes sin impuestos. A los dos años (la reinscripción es anual) el número había bajado a algo más de 300.

Además, la AFIP, con el apoyo técnico de la SdE implementó la utilización de un sistema de marcadores de uso obligatorio para todo producto exento, ya sea por destino geográfico o por uso. Lamentablemente, en este último caso, no es posible su utilización en los aromáticos que tengan destino de uso alimenticio. Este es el caso del hexano que se usa para el procesamiento de alimentos (hexano grado alimenticio). El uso del marcador para exentos por uso está limitado, entonces, a nafta virgen y gasolina natural.

Por su parte, los operadores de estaciones de servicio

cretaría de Energía en su página web.

La comparación se realiza entre los valores de solventes y de nafta súper, ambos en planta de despacho de la refinadora, sin impuestos, de acuerdo a los datos obrantes en la resolución N° 606.

El resultado se muestra en el gráfico a continuación, para nafta grado 2 (súper):

La tendencia lineal de la curva indica que el solvente ha venido perdiendo valor respecto de la nafta por lo que es posible concluir que se ha hecho mucho más atractiva la posibilidad de mezclar solventes sin impuestos en naftas. Cuando el solvente tiene un precio alto respecto del otro producto es mucho más sencillo y sin riesgo vender el solvente como tal y no mezclarlo con las naftas. Los valores debajo del índice unitario indican que el solvente tiene menor valor que la nafta. Como puede apreciarse en el último año la tendencia comenzó a revertirse y el solvente retomó valor a la luz de regulaciones poco claras que impidieron el normal desenvolvimiento de los precios en surtidor.

Veamos ahora la misma situación respecto a la nafta grado 3 (ultra):

Como resulta lógico, el mayor precio de la nafta grado 3 en planta de despacho hace que la relación evolucione en forma distinta creando más incentivo a la adulteración en este tipo de combustible.

## Conclusión

El control de la evasión impositiva sobre los impuestos específicos a la actividad debe mantenerse en toda su intensidad. La situación así lo amerita.

El Estado cuenta con las herramientas y lo único que se debe hacer es actualizarlas y darles la jerarquía necesaria.

**Una forma de ver si se encienden luces amarillas en el sistema y que incentivaría a la intensificación de los controles, es el seguimiento de la relación de precios entre las naftas y los solventes**

(recaudador) y Secretaría de Hacienda (responsable impositivo) una Comisión que se constituyó en responsable de la implementación y seguimiento de herramientas para el control de la evasión en el mercado de los combustibles líquidos. Esa Comisión hace años que no funciona pero dejó algunos residuos interesantes.

Por ejemplo, se implementó un registro de usuarios de combustibles exentos donde la Secretaría de Energía es el órgano técnico que determina si la empresa está en capacidad de consumir los solventes que reclama exentos impositivamente. Como dato anecdótico se puede mencionar que al co-

deben, obligatoriamente, realizar el análisis para detectar la presencia de marcador en los productos que adquiere. Si en una estación, a través de un control de rutina se encuentra marcado en los productos que se están vendiendo implica una denuncia penal por evasión impositiva.

¿Existe alguna forma más de verificar la posibilidad de adulteración?

Una forma de ver si se encienden luces amarillas en el sistema y que incentivaría a la intensificación de los controles, es el seguimiento de la relación de precios entre las naftas y los solventes.

EL análisis está basado en los valores publicados por Se-

## Ley regulatoria de biocombustibles

La ley 26.093 regula y promueve la producción y uso sustentable del biocombustible y permite extender su plazo hasta 2023.

Entidades del sector de los biocombustibles le exigieron al presidente Mauricio Macri que cumpla con la prórroga de la ley 26.093 cuyo compromiso asumió frente a ellos el pasado 7 de Octubre en la provincia de Tucumán en medio de la campaña electoral.

El pedido surgió de empresarios de Tucumán representantes de la Unión Industrial de Tucumán, la Cámara Sucroalcoholera de Argentina, la Federación Económica de Tucumán, Centro Azucarero Argentino y la Sociedad Rural, entre otras.

La ley 26.093 regula y promueve la producción y uso sustentable del biocombustible y permite extender su plazo hasta 2023. Los empresarios expresan con insistencia que los análisis técnicos necesarios para evaluar dicha prórroga ya se han realizado y existen factores externos a estos análisis que impiden la aprobación.

"Según expresó el presidente Macri apoya enérgicamente el crecimiento de la producción y crecimiento de las industrias que desarrollan energías renovables en nuestra provincia. Esto nos hace pensar que funcionarios dentro del Gobierno tienen intereses opuestos que hacen que dicha prórroga se dilate y así no apoyar a las industrias del norte.



**Cimomet s.a.**

**Soluciones integrales para grandes proyectos industriales**

Estructuras metálicas / Calderería pesada  
Equipos especiales para la industria minera, aceitera, cementera, petrolera y siderúrgica / Equipos y cañerías a presión / Montajes industriales



Biedma 7473 - 2000 Rosario - Santa Fe - Argentina - (0054) 0341 4560288/9 - www.cimomet.com.ar



El país del Norte espera la llegada del nuevo gobierno para definir la baja de aranceles

# EE.UU. demora la reapertura de su mercado al biodiésel argentino

El Departamento de Comercio de los Estados Unidos (DOC, por sus siglas en inglés) no definió a la fecha si reducirá o no los aranceles por subsidios para la importación del biodiésel argentino.

El organismo norteamericano debió dar su veredicto hace quince días, pero la falta de funcionarios ante la salida del actual Gobierno hace que la noticia se extienda hasta tanto se conozca el responsable que designe Alberto Fernández en la actual Secretaría de Energía.

“Hay silencio de radio por parte del DOC y también del Departamento de Justicia, realmente no sabemos que puede estar pasando”, señalaron fuentes del sector industrial a BAE Negocios aunque dejaron entrever “que el problema pueda ser quizás por el cambio de gobierno”.

Estados Unidos debe confirmar si finalmente hay reducción de aranceles por subsidios. Además tiene que dar respuesta al pedido de la Justicia norteamericana de revisar el impuesto del 74% que se aplica por dumping, tras una presentación de la industria local.

En julio pasado el DOC hizo lugar al reclamo del Gobierno y anunció un recorte de los impuestos antisubsidios, del 72% al 10%. Tras el cambio en los derechos de exportación, las autoridades norteamericanas señalaron que el actual régimen impositivo no estaba diseñado para beneficiar o incentivar la producción doméstica de biodiésel, por ende entendió que no hay más una contribución financiera de los productores a la industria. De tal forma, no corresponde la aplicación de derechos antisubsidios.

Sin embargo el fuerte lobby que viene haciendo la Junta Nacional de Biodiésel (NBB, por sus siglas en inglés), para

que siga la Argentina fuera de este mercado es notorio. Hace poco en su página web una carta que esta asociación le envió a el secretario del Departamento de Comercio, Wilbur Ross, señaló: “No está claro por qué Comercio se apresura a emitir resultados finales cuando los desarrollos recientes en Argentina sugieren un cambio probable en el liderazgo y la política fiscal”. Esto úl-

timo se entiende por la llegada de nuevas retenciones.

Sucede además que Ross hace poco visitó la Argentina y reconoció tener “poco margen de maniobra ante la presión de los productores de biodiésel estadounidenses”.

El DOC también advirtió meses atrás que los valores de la soja en Argentina aún se mantienen por debajo de los precios del mercado in-

ternacional y que por ello, no ha habido un “cambio de circunstancias” que habilite la revisión de los derechos antidumping. Este organismo debe también responder a la Corte de Nueva York, que determinó que había hecho mal los cálculos de antidumping y que por ende debía revisarlos. Esto es por la denuncia hecha en 2008 por parte de Dreyfus y Vicentín.



Apostamos a una matriz energética con el gas como protagonista.

Estamos haciendo realidad Vaca Muerta



El apagón de día del padre aún no tiene responsables

# El ENRE publicó los cargos contra las empresas por el mayor corte en el servicio de la historia

Cinco meses después de que ocurriera el mayor blackout de la historia que alcanzó a la totalidad de la Argentina, Paraguay, Uruguay y parte sur de Brasil y se calcula que afectó a más de 50 millones de habitantes, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) publicó las sanciones que les corresponden a las empresas de transporte y distribución de energía responsables de la falla ocurrida el domingo 16 de junio.

A través de una Resolución, el ENRE dispuso cargos contra Transener, la operadora de las líneas de alta tensión que gestiona el transporte eléctrico, por “incumplimientos del régimen de calidad y servicio”, aunque no se mencionaron los montos de multas.

La empresa de transporte, controlada por Pampa Energía, del empresario Marcelo Mindlin, se había atribuido la responsabilidad.

Pero el ENRE también confirmó que dispuso cargos contra las empresas distribuidoras, grandes usuarios y autogeneradoras, por incumplir con los procedimientos de “Reserva instantánea y esquema de alivio de cargas”, y contra las empresas generadoras, por haberse desconectado incorrectamente del sistema y “agravar el déficit de generación” en esa ocasión.

Las compañías tendrán 10 días administrativos para el descargo. Vencido el plazo, el ENRE emitirá su informe final con los resultados de la evaluación y las multas, si corresponden.

El dinero de las sanciones lo recolectará la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa), que controla el estado y que decide los despachos de energía.

Transener está controla-

da en partes iguales por el Estado -compró la participación de Electroingeniería (del empresario Gerardo Ferreyra), a través de Ieasa (ex Enarsa)- y Pampa Energía, que además es la mayor accionista de Edeonor, que también recibió sanciones.

El 16 de junio pasado, en el Día del Padre, el país amaneció pasadas las 7 de la mañana con un gigantesco apagón que alcanzó a casi todo el territorio nacional (con la excepción de Tierra del Fuego y Villa La Angostura) y a Uruguay. Más de 48 millones de personas (casi toda la población de ambos países) se vieron afectadas entre 8 y 15 horas, que fue lo que se tardó en reiniciar el sistema.

Para la mayoría de los expertos la combinación de condiciones y criterios equivocados fueron dinamita: mal clima, con tormentas y fuertes lluvias sobre las líneas de transporte y una línea fuera de servicio, por mantenimiento.

Se desestimó el aporte de generación desde el Comahue, así el sistema hubiese estado más balanceado, por cualquier eventualidad.

Además los técnicos señalan en particular, que hubo una gran osadía en la decisión de despachar una potencia tan elevada en relación a la demanda total y todo por un solo corredor (Litoral GBA) y con una línea de 500 kV fuera de servicio.

Eso podría considerarse, una falla de criterio.

Las condiciones de despacho tenían un alto grado de inseguridad y con una caída de la línea, altas probabilidades de una desestabilización completa del sistema, la probabilidades de corto bajo una fuerte tormenta —como la prevista— era muy alta y anunciada.

Los especialistas del sector consultados por E&N sobre que el domingo del blackout hubieran estado disponibles las dos líneas de transmisión restantes desde Yacyretá, dado que la tercera línea de transporte en Extra Alta Tensión ya se sabía que estaba fuera de servicio, desde el 18 de abril, por trabajos de traslado de una de las torres (412) que soportan el tendido.

Uno de los técnicos consultados dijo que “sí, es posible que sólo estuviera operativa una línea, y además podría haberse dado un error de diseño en la operación del sistema interconectado”. Es posible que se haya confiado demasiado que se trataba de un día con poca carga dada la menor demanda, propia de un fin de semana.

“Hubo errores de criterio ¿Vale la pena intentar mínimo costo, un ahorro de alrededor de 3 millones de dólares, en el sistema recargando de hidráulica a las líneas bajo una tremenda tormenta con diluvio?” se preguntó un ex Cammesa con muchos años de experiencia.

## Trabajos

Ese día Transener tenía una de sus líneas de transmisión -la que conecta Colonia Elía (Entre Ríos) y Campana- fuera de servicio por trabajos de mantenimiento en la torre 412.

En forma paralela, transportaba energía la línea melliza, Colonia Elía-Belgrano y se había realizado un bypass entre ambas líneas para mantener confiabilidad en el nodo Campana y capacidad de transporte en el corredor Litoral.

Todo comenzó con una sobrecarga que generó un corto-

circuito en la línea de alta tensión que une Colonia Elía y Belgrano. En ese momento, el sistema de desconexión automática de generación (DAG) debió haber enviado una señal a las generadoras para disminuir la oferta de energía, pero esa señal no existió y el sistema siguió pensando que tenía dos líneas de transmisión alimentándolo, lo que desestabilizó las centrales de Yacyretá y Salto Grande, que con 3700 MW, son las mayores generadoras de electricidad del país.

En Transener admitieron la falla: “Dado el cambio de la configuración, a raíz del bypass, el DAG no se adecuó correctamente y no reconoció las señales emitidas por los sistemas de protección.

Según la explicación que había hecho Gustavo Lopetegui, secretario de Energía, en el Senado, las distribuidoras tampoco “bajaron lo suficiente la demanda como debían” y algunas generadoras “salieron de funcionamiento 20 segundos antes de lo previsto”, lo que generó que nuevamente el sistema quedara desbalanceado. Según Lopetegui, presidente de Cammesa, Cammesa, no es responsable del blackout.

Pero está claro que la compañía pudo haber minimizado el riesgo de sobrecargar las líneas de transmisión, disminuyendo el volumen de electricidad (3680 MW) que se estaba despachando desde el noroeste con una línea de transmisión fuera de servicio, para aprovechar la importación de energía barata de Brasil.

Pero las necesidades de reducir el déficit fiscal eran mayores. Además, según los expertos consultados, la transportista Transener, debió advertir sobre los riesgos del despacho en cuanto al lími-

te de seguridad de cada corredor y debe informar también sobre el equipamiento indisponible, pero no tiene competencias para decidir qué generador debe despacharse. Eso es competencia exclusiva del despacho de cargas.

La importación de energía desde Brasil significa un ahorro importante en subsidios para generación. El costo de producción de energía con GNL para un Ciclo Combinado está en torno a los US\$ 50 por MW/h, mientras que la energía importada de Brasil sólo requería la obligación de devolución en primavera-verano.

El costo neto de una generación de ese tipo (incluido Yacyretá) hubiera sido de unos US\$ 30 por megavatio-hora, de lo cual resulta ahora un mayor costo (por el GNL) de US\$ 20 por megavatio-hora, que deberá asumir el Estado (subsidio) para no recargar las tarifas a los usuarios.

Es en este punto donde algunos expertos se detienen y se preguntan por qué se privilegió la reducción del déficit fiscal por sobre la seguridad del suministro, ese ahorro de costos pudo haber complicado la capacidad de reacción operativa.

“Hubo muchas térmicas que no estuvieron llamadas a entrar (en servicio), hasta después de ocurrido el incidente”, explicaron.

Luego de la falla se decidió bajar la carga de energía desde Yacyretá (más barata) y activar más equipos térmicos (que utilizan GNL para generar).

“Resulta evidente que se impuso la consigna de mínimo costo. Domingo de mañana con poquísima demanda ¿qué puede salir mal como para tener que meter generación forzada?”

**MONTAJES INDUSTRIALES**  
compromiso y seguridad al  
servicio de grandes  
proyectos metalmeccánicos

+54 341 4560288/9

gerencia@comoiing.com.ar

Salta 1953 - Piso 1 - Oficina B  
2000 Rosario - Santa Fe - Argentina



**COMOING**  
CONSTRUCCION, MONTAJE E INGENIERIA

Puerto Galván y puerto Rosales en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires

# Jan de Nul iniciará dragado en los puertos de Ingeniero White

La empresa resultó adjudicataria de estas obras luego de un proceso de licitación llevado a cabo por el Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca. El acuerdo recientemente firmado en dicha ciudad incluye el dragado de mantenimiento de los sitios de atraque de los puertos de Ingeniero White, Galván y Rosales y de sus correspondientes accesos y zonas de maniobra.

Los trabajos tendrán una duración estipulada de veintisiete meses (27) y serán llevados a cabo por la draga DN 28 que cuenta con el sistema de dragado de inyección de agua. A su vez, de acuerdo con lo estipulado en el pliego, la empresa realizará previo al inicio de las operaciones, los relevamientos hidrográficos correspondientes.

Al respecto, Marcelo Persichini Gerente de Jan de Nul responsable del proyecto expresó: “estamos muy contentos de haber concluido exitosamente el proceso licitatorio y resultar adjudicatarios de estas importantes obras que constituirán un aporte clave para mejorar la operación de estos puertos y hacer más eficiente y competitiva la comercialización de cereales, combustibles, productos químicos, fertilizantes, contenedores y otros tipos de carga” La empresa belga es líder mundial en obras de infraestructura marítima y portuaria y cuenta con una flota en el país de seis dragas, equipadas con la más moderna tecnología, que se encuentran actualmente operando en la Hidrovía Paraguay-Paraná.



Pieter Jan De Nul

Jan de Nul, empresa familiar de origen Belga, presente en más de 150 países. Líder mundial en obras de infraestructura marítima, dragado, ingeniería civil y medio ambiente. Cuenta con una facturación anual de US\$ 3000 millones y más 7000 empleados a nivel mundial. En la Argentina opera hace 25 años y cuenta con 500 profesionales.

Innovación, experiencia y sustentabilidad; es la fuerza del grupo Jan De Nul.

Gracias a la pasión y el compromiso de sus empleados y a su flota hiper moderna, el Grupo es líder en el mercado de dragado y obras marítimas, así como en servicios especializados para el mercado offshore de petróleo, gas

y energía renovable. Jan de Nul es una empresa líder en ingeniería civil y actividades

medioambientales. Las soluciones profesionales e innovadoras son confiables en toda

la industria. Ya sea que se trate de la construcción de nuevos puertos, la instalación de los parques eólicos en alta mar o la reconversión de zonas industriales contaminadas. Junto con sus clientes, el Grupo Jan De Nul contribuye a un mayor desarrollo económico de manera responsable.

Pieter Jan de Nul, Country Manager of Jan de Nul Argentina

**WÄRTSILÄ**

**Smart Power Generation**  
Centrales eléctricas híbridas con motores flexibles y eficientes, solar fotovoltaica y baterías.

Wärtsilä es la primera compañía en el mundo que ofrece centrales híbridas de gran escala que integran las ventajas de los motores multi combustible de alta eficiencia, junto con generación solar fotovoltaica y soluciones de almacenaje en baterías de ion-litio.

Las centrales híbridas brindan considerables ahorros de combustible, flexibilidad operacional y reducen las emisiones manteniendo alta disponibilidad y bajo costo de energía.

Lea más sobre centrales híbridas en: <https://www.wartsila.com/energy/solutions/hybrid-power-plants>

**CENTRAL ELÉCTRICA HÍBRIDA**  
MOTORES + SOLAR PV + BATERÍAS

100 MW MOTORES  
50 MW SOLAR PV  
BATERÍAS

www.wartsila.com | Wärtsilä Argentina S.A. | Tronador 968, Ciudad de Buenos Aires | +54 11 4555-1331 | info.argentina@wartsila.com

Suscríbase

**Energía&Negocios**

4371-6019 / 4371-0010

info@energiaynegocios.com.ar

**Conciliá tu recaudación fácilmente**

desde **\$5.000.-** por mes \*

**innova**  
customer centric solutions

www.innovaccs.com

\* IVA. Valor en pesos argentinos sobre base ejemplo de Versión Cloud Line hasta 5.000 suministros / usuarios.

Firmó acuerdos con Oxy, Shell y Chevron

# Ecopetrol apunta a los 140.000 barriles en tarea internacional

La apuesta de Ecopetrol a mediano plazo (2027), en su teatro de operación internacional es producir, como mínimo, 140.000 barriles diarios de petróleo. Así lo tiene proyectado la administración de la petrolera colombiana, gracias a que en menos de cinco meses selló cuatro negocios con reconocidas multinacionales hidrocarburíferas, los cuales están encaminados a aumentar sus reservas de crudo y gas.

Además de materializar una alianza con Oxy para hacer 'fracking' en EE. UU., firmó un acuerdo con Shell para adquirir el porcentaje de un bloque y de un contrato de producción en el Presal de Brasil, y otro con Chevron para tener una participación como socio en un descubrimiento de petróleo en el Golfo de México.

Además, logró que el Ministerio de Minas y Energía de Brasil autorizara la cesión a su filial, Ecopetrol Óleo e

Gas Brasil, del 10% del bloque Saturno, ubicado en la región central de la cuenca Santos. Las cuatro movidas tienen un común denominador: se encuentran en las zonas más prolíficas del mundo para la producción de hidrocarburos, lo cual le permitirá a Ecopetrol cumplir con su objetivo inicial de aumentar sus remanentes. "Se estima que solamente con los negocios del Permian y el Presal brasileño la estatal petrolera colombiana incorporará a sus reservas 250 millones de barriles y aumentará paulatinamente su producción en cerca de 120.000 barriles por día (bpd) al 2027, y de ahí en adelante en 140.000 bpd", resaltó uno de los voceros de Ecopetrol.

Hace menos de un mes, la petrolera colombiana suscribió un acuerdo con Shell para comprar el 30% de participación en el Contrato de Concesión BM-S-54 y el Contrato de Producción Compartida Sul de Gato do Mato, ubica-



dos costa afuera en la cuenca Santos, dentro del Presal en Brasil. De acuerdo con las estimaciones de la empresa se podrían incorporar cerca de 90 millones de barriles de crudo en recursos contingentes a partir de 2020, que se irán adicionando de forma paulatina a su balance de reservas. Además, su participación en la producción podría llegar a un máximo de 20.000 bpd en el 2025. A lo anterior se suma el más reciente movimiento por la petrolera, que fue anunciado días atrás, y es

el acuerdo que firmó con Chevron para ingresar al bloque 726 del Cañón del Mississippi, en aguas profundas del Golfo de México (EE.UU.).

"En estas aguas, Ecopetrol tiene participación en 51 bloques. Entre enero y septiembre de 2019 su producción alcanzó los 13.200 bpd, lo que representó un incremento de 14% en comparación con el mismo periodo del año anterior y lo que demuestra que el proceso de internacionalización va viento en popa", señaló el vocero. Pero la joya de la

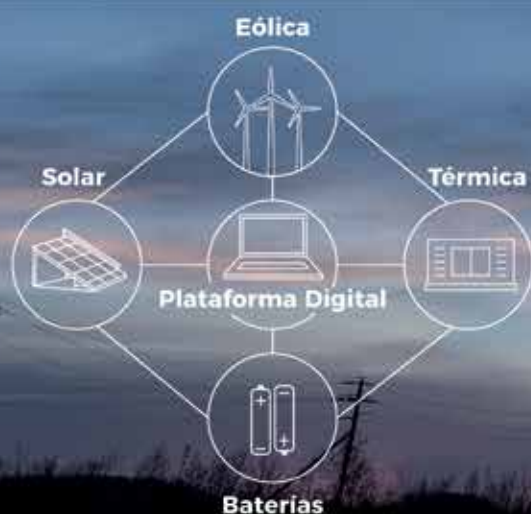
corona en su operación fuera de Colombia, y que permitirá un crecimiento marcado en reservas a 10 años y más allá, es el desarrollo de Yacimientos no Convencionales (YNC) con Oxy en el Midland de la cuenca Permian, en Texas (EE.UU.). Esta alianza estratégica le permitiría a Ecopetrol adicionar a sus reservas cerca de 160 millones de barriles de petróleo al finalizar este año. De igual forma, prevé alcanzar una producción de 95.000 bpd, en forma progresiva hasta el 2027.

"Este negocio contribuye a la diversificación del portafolio gracias a la incorporación de activos de ciclo corto, en los que se obtiene producción en períodos de tiempo muy breves entre el inicio de actividades y la extracción. También permite aumentar la participación de crudos livianos para balancear la matriz de producción del Grupo Ecopetrol, que hoy está concentrada en crudos pesados", explicó Felipe Bayón, presidente de la petrolera colombiana.

"A la fecha se han perforado dos pozos cuyo completamiento está previsto para finales del presente mes, luego de lo cual entrarán en producción", añadió uno de los voceros.

# aggreko

Más de 50 años siendo líderes mundiales en energía para Petróleo y Gas.



aggreko

Visite  [aggreko.com](http://aggreko.com)

Contáctenos  (011) 4846 7403

Obligada, la nación caribeña deberá vender triangulando y con mayores costos

# Las sanciones económicas norteamericanas golpean duro a Venezuela

Por Emilio Cárdenas

El paquete de duras sanciones económicas norteamericanas dispuestas por el presidente Donald Trump contra Venezuela es bien duro. Muerte, entonces. Mucho.

Obliga a Venezuela a tratar de vender subrepticamente su petróleo crudo, lo que tiene un alto costo.

Las exportaciones de crudo, recordemos, son las que esencialmente proveen a Venezuela de las divisas que el país requiere para poder atender los pagos por sus importaciones. Y Venezuela es incapaz de abastecerse hasta de los alimentos más elementales que requiere su sufrida población.

Esto golpea muy duro a Venezuela.

Cada mes durante el año en curso, Venezuela ha vendido crudo por unos 250 millones de dólares totales por mes. Entre el 2005 y el 2014 esas mismas ventas eran del orden de unos 5.300 millones de dólares mensuales. Lo que es bien distinto, por cierto.

Las ventas de barriles venezolanos de crudo ahora se hacen a precios por barril que están unos 15 o 17 dólares por

debajo de los precios internacionales, que hoy oscilan en torno a los 60 dólares el barril. Esto es lo que nos informa Mariana Zuniga desde la ciudad de Caracas, a través de las columnas del respetado Financial Times. La pérdida para Venezuela es muy grande, según queda visto.

Venezuela ha, además, perdido su mercado más importante, el de los Estados

Unidos, y ahora hasta los compradores chinos (esencialmente, la "China National Petroleum Corporation") han dejado de comprar crudo a Venezuela. Para no correr riesgos, ni ofuscar o desafiar a los funcionarios norteamericanos.

Sólo Rusia, a través de su empresa petrolera privada más importante, que es Rosfnet, ayuda a Venezuela a elu-

dir de distintas maneras las sanciones norteamericanas, con maniobras y triangulaciones de diverso tipo, con todos los riesgos consiguientes para quienes participan en las maniobras y engaños del caso, que normalmente se traducen directamente en la generación de claros descuentos en los precios del barril de crudo venezolano que, pese a todo, los compradores de pronto, co-



riendo los riesgos del caso, se animan a pagar.

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

## Lopetegui contra las retenciones

El secretario de Energía analizó el efecto del impacto de las retenciones fijas y móviles frente al precio internacional del petróleo

El aún secretario de Energía de la Nación, Gustavo Lopetegui, respondió a las declaraciones realizadas por referentes del Frente de Todos sobre pesificar tarifas y el precio del petróleo.

"Este año se invirtieron cerca de 7.500 millones de dólares en upstream en todo el país y esos fondos son casi todos extranjeros porque YPF también trae plata de inversores. Pero si los precios del petróleo y el gas no están en dólares no van a haber inversiones", afirmó.

**GRUPO ALBANESI**  
ENERGIA A SU ALCANCE

[www.albanesi.com.ar](http://www.albanesi.com.ar)

Según el analista Pablo Sitjar atenta contra la baja de tarifas

# El exceso de energía eólica desbalanceó la matriz energética

En una nota publicada por el semanario La Mañana de Uruguay, Pablo Sitjar desgrana críticas a la transformación de la matriz energética de los orientales.

Según Sitjar, el partido de gobierno destaca la transformación de la matriz energética como un gran logro. Sin embargo, la excesiva incorporación de energía eólica es lo que atenta contra la baja de las tarifas y desbalanceó la matriz energética

Uruguay no experimentó la mayor transformación energética de su historia en el gobierno del Frente Amplio. Las bases del actual sistema se remontan a 1938, sobre el final de la presidencia del Dr. Gabriel Terra los representantes de Uruguay y Argentina se reunieron para promover la creación de una Comisión Técnico Mixta que estudiara el potencial hidroeléctrico de Salto Grande. ¿Cuál era el objetivo?

Igual que ahora, el objetivo era reducir la dependencia de los hidrocarburos para la generación de energía eléctrica y el establecimiento de una interconexión que ligara los sistemas eléctricos de ambos países, permitiéndoles funcionar más eficientemente. Mientras tanto, ya se estaba construyendo Rincón del Bonete en el Río Negro, represa que años después llevaría el nombre de Gabriel Terra en reconocimiento de su con-

tribución al desarrollo energético nacional. Debieron transcurrir casi cincuenta años para que los dos países vecinos encontraran condiciones que les permitieran construir y financiar Salto Grande. La crisis petrolera de la década de los setenta generó un importante aumento del precio del petróleo, hecho que motivó la aceleración de los planes en curso para la construcción de la represa. La importante acumulación de reservas por parte de los países árabes facilitó el acceso al financiamiento de América Latina, y países como el nuestro aprovecharon para realizar las más importantes obras de infraestructura en décadas.

Salto Grande comenzó a funcionar a pleno en 1983, y junto a las otras represas dejó una matriz energética abastecida completamente con energía renovable. Quedaban como balances al sistema la Central Batlle, que se prendía cuando había sequía, y la interconexión con Argentina, que nos permitía exportar los excedentes de energía cuando las condiciones hidricas lo permitían. En el caso que Central Batlle no alcanzara para abastecernos en épocas de sequía, los acuerdos bilaterales con Argentina nos permitían importar energía.

Esta matriz energética permitió al sistema funcionar adecuadamente hasta mediados de los noventa. Para esa época, el crecimiento de la economía comenzaba a requerir una mayor oferta de energía, y como consecuencia comenzó a proyectarse el gasoducto Cruz del Sur con Argentina, con la intención de incorporar el gas natural a nuestra red. Esta obra fue inaugurada en 2002, pero lamentablemente del lado argentino no estaban dadas las condiciones políticas y económicas que permitieran un abastecimiento estable.

Fue así que durante el gobierno del Dr. Batlle se empezaban a buscar caminos alternativos, y se promueve un cambio normativo que habilite la participación del sector privado en la generación de energías renovables.

Los pilares del sistema actual fueron el decreto No. 276 del 2002, que estableció el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, y el decreto No. 360 del mismo año, que reglamentó el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Con un marco jurídico

co adecuado, con un acuerdo político, con la economía en recuperación y buenas condiciones de financiamiento externo, estaban dadas las condiciones para la incorporación de otras energías renovables a la matriz energética.

Ya con el Frente Amplio en el gobierno, las autoridades de la Dirección de Energía establecieron como meta en su plan de política energética, la incorporación de 300 MW de energía eólica para el 2015. Esa capacidad instalada podía incorporarse razonablemente bien a los 1.500 MW existentes en energía hidráulica y que actuaban como ancla de la matriz. Sin embargo, al tiempo el gobierno multiplicó por cinco la generación eólica respecto a lo originalmente previsto, llevándola a los actuales 1.500 MW, e igualando la generación de fuente hidráulica.

Un estudio producido por una consultora internacional ya alertaba en 2012 que la incorporación de 1.000 MW de generación eléctrica a la matriz podría presentar un desafío importante para la estabilidad del sistema.

La consultora recalca que cuanto mayor fuera el peso del eólico en la matriz, mayor sería la importancia de contar con plantas de respaldo que quemaran hidrocarburos rápidamente en caso de necesidad. El informe también dejaba entrever que estas plantas de respaldo no iban a ser rentables, ya que se utilizarían solamente en picos de consumo.

De acuerdo al Balance Energético Nacional, durante 2018 se despacharon a la red 4.719 GWh de energía eólica, representando un 33% de la electricidad generada el año pasado. Si se toma un precio estimado de USD 70 por MWh, la compra de esta energía le cuesta a UTE USD 330 millones al año. El desbalanceo en la red también hace que los parques eólicos deban apagarse en ocasiones ya que la red no puede absorber tanta energía. Esta merma en generación se estima en un 10%, por lo que el costo total por compra de energía eólica se estima en una cifra cercana a los USD 360 millones.

UTE se encuentra obligada a comprar esta energía durante toda la vida de los contratos, los cuales originalmente fueron firmados a 20 años, y cuyo plazo remanente debe rondar los 16 años en promedio. Asumiendo un costo de capital para UTE del 4%, y un reajuste anual de 1,5% en el precio de compra de la energía, el valor presente de las compras que debe hacer UTE asciende a aproximadamente USD 4.600 millones. Hace unos pocos años, sin embargo, el gobierno argentino logró



**a. marshall moffat**  
SINCE 1932

**UN SOLO TEJIDO IGNÍFUGO PARA TODAS LAS NECESIDADES, UN DISEÑO PARA CADA EMPRESA**

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS







Cumpliendo con las siguientes Normas:

NFPA 70E | NFPA 2112 | EN 531 | EN 470 | IRAM 3878:2000









A. MARSHALL MOFFAT S.A.  
C/ RÍO DE LA PLATA  
A 1478

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

**CONSULTAS TÉCNICAS**  
0800-222-1403

Av. Patricios 1959 (1266)  
Capital Federal - Buenos Aires  
www.marshallmoffat.com

(011) 4302-9333 - Cap. Fed.  
(011) 4343-0678 - Centro  
(0299) 443-3211-6139 - Neuquén

Medio ambiente y emisiones, para los orientales es un tema fuera de agenda

# China continuará instalando centrales a carbón

Según un informe de la organización EndCoal China lleva construidos y conectados en 2018 y la primera mitad de 2019 un total de 42,9 GW de centrales térmicas de carbón, mientras que en el resto del planeta, en su conjunto, se han apagado más de 8 GW.

China, como Estados Unidos, va por su cuenta por sobre los acuerdos sobre respetar el cuidado del medioambiente. Según el informe, China tiene en la actualidad 121,3 GW de capacidad de energía de carbón en construcción. Además, otros 26,4 GW adicionales de otros proyectos que estaban en construcción ahora se han suspendido, pero «es probable que sea revivido, en base a las tendencias recientes y análisis proyecto por proyecto de fotos desde satélites y permisos», explica EndCoal.

Es decir, que tiene una nueva cartera de proyec-

tos en construcción de casi 148 GW, prácticamente la misma capacidad que actualmente está conectada en toda la Unión Europea.

## La necesidad tiene cara de hereje

La mayoría de estos proyectos iniciaron los permisos entre 2014 y 2016, pero en su mayoría fueron paralizados por el Gobierno chino.

En 2015, hace cuatro años, firmaba en París el Acuerdo para reducir las emisiones y hacer un gran esfuerzo como principal país contaminante del mundo. Se dieron la mano Jingping y Obama, pero solo unos años más tarde, como si París no existiera, el Gobierno chino ha reactivado casi todos estos gigavatios de carbón. El informe, en el que también ha participado Global Energy Monitor, señala que

China necesita reducir su capacidad actual de carbón que supera los 1.000 GW hasta los 600 GW si quiere cumplir con el escenario que el IPCC dibujó para que el planeta no se caliente por encima de 2°C. Si China continúa aumentando la capacidad de energía con carbón hasta 2035, solo su generación de energía de carbón será más de tres veces más grande que el límite global sobre el uso de energía del carbón determinado por el IPCC y mantener el calentamiento por debajo de los 2 ° C.

En definitiva, este informe desenmascara los planes de China, que no pasan precisamente por cuidar el planeta, mientras que otras regiones están realizando enormes esfuerzos económicos, en el gigante asiático parece que les importa bien poco que el planeta se caliente y provoque todos los daños medioambientales y sanitarios.

precios de USD 42/MWh en las subastas de energía eólica. Este valor es significativamente menor que el precio de USD 70/MWh de Uruguay, a pesar del mayor riesgo país de Argentina. Si en lugar de pagar USD 70/MWh, Uruguay pagara USD 42, el valor presente de la obligación de UTE sería de USD 2.800 millones. De esta manera, la diferencia de USD 1.800 millones se puede interpretar como el costo del apuro por incorporar energía eólica. Si la construcción de los parques se hubiera hecho a un ritmo más lento -como estaba originalmente planeado-, Uruguay se hubiera beneficiado de la natural baja de precios ocasionada por la mejoras en la tecnología y no tendría los excedentes actuales.

¿Cómo absorbe UTE este sobrecosto? Al estar comprometida a respetar los contratos de compra de energía hasta su vencimiento, sencillamente no le deja otra alternativa que pasarlo a la tarifa. A USD 42/MWh en lugar de USD 70, estaría pagando USD 140 millones menos por año, que podría volcar a bajar la tarifa. En definitiva, la tan mentada “transformación de la matriz energética” nos ha dejado un problema importante de sobrecapacidad de generación, pagando por energía que no necesitamos a precios que superan ampliamente los que pagan nuestros vecinos.

Al igual que toda discusión de reparto de pérdidas, esta no va a ser fácil. El camino sencillo es que se sigan devengando vía tarifas, tras-pasándole el costo a familias y empresas.

La alternativa es que UTE reconozca la pérdida, permitiéndole sincerar las tarifas. Esto último tendría un impacto fiscal por única vez, como lo tuvo ANCAP en su momento. Pero generaría los incentivos adecuados que permitirían poner la producción nacional nuevamente en pie.

**Aliado estratégico de Vaca Muerta y la energía del país**

AESA es la contratista destacada a la hora de estructurar soluciones adaptadas a las necesidades de sus proyectos energéticos en Vaca Muerta. Con un amplio rango de productos y servicios que van desde Proyectos EPC, Ingeniería, Módulos de Procesos, Operación y Mantenimiento y Logística de Agua y Arena, hasta Monitoreo Inteligente con Drones, Servicios Ambientales y Perforación y Terminación de Pozos, AESA está contribuyendo a construir el desarrollo de la energía en la Argentina.

**AESA**

AESA (A-Evangelista S.A.)  
 (+54) 11 5441-6000 | aesa.comercial@ypf.com | aesa.com.ar

Tres grandes agencias ven un 2020 sin sustanciales modificaciones en los precios del crudo

# Prevén un mercado estable para 2020

La Agencia Internacional de Energía (AIE), la Energy Information Administration y la Organización de Países Exportadores de Petróleo, OPEP, tres grandes organizaciones que pronóstican precios, fueron divergentes en sus pronósticos durante el mes pasado, ya que las perspectivas de dos de ellos se muestran ligeramente más positivas para los productores.

La Agencia Internacional de Energía, la Administra-

ción de Información Energética de EE.UU. y la OPEP, aún estudian el desarrollo de los inventarios mundiales de petróleo para el primer semestre de 2020, si los productores de la OPEP más Rusia continúan bombeando como lo han estado haciendo, pero tanto la EIA como la OPEP han reducido las perspectivas, pero son un poco más positivos para la segunda mitad de 2020.

Los inventarios seguirán creciendo en 2020 en su con-

junto, pero la proyección de la OPEP es insignificante, a solo 60,000 bpd, mientras que prevista por la EIA se redujo a 300,000 bbl de los 340,000 bbl del mes pasado. Estas cifras se basan en que los países de la OPEP continúan bombeando a nivel de octubre, excepto en el caso de la AIE, que fijó la producción saudita en 10,2 Mbpd el mes pasado. Eso está cerca de la cifra oficial de 10.3 MMbpd, que supone que alrededor de 400.000 bbl se

utilizaron para reponer las reservas retiradas para mantener los suministros a los clientes a raíz de los ataques de septiembre contra las instalaciones petroleras sauditas. Para los fines de este artículo, asumimos una producción saudita de 9,9 MMbpd, para el resto de este año y 2020.

## Hacia abajo

Los pronósticos de la la AIE y la EIA han prevén una

reducción del crecimiento de la demanda de petróleo para 2019, mientras que las perspectivas de la OPEP se han movido en la dirección opuesta. En promedio anual, los cambios son relativamente pocos: la AIE ha recortado su pronóstico para todo el año de 20.000 bpd a 980.000.

La revisión de la AIE es su pronóstico para el tercer trimestre de este año, ha reducido el crecimiento de la demanda a 1.09 MMbpd de los 1,26 millones del mes pasado. Esto repite el patrón observado en trimestres anteriores, donde los pronósticos iniciales relativamente fuertes se redujeron significativamente a medida que comenzaron a surgir datos reales. La EIA hizo un corte similar a su evaluación del tercer trimestre en los datos de agosto y septiembre, reduciendo el crecimiento a 840.000 bpd, lo que sugiere que la AIE debería rever sus perspectivas.

Respecto de las cifras de crecimiento de la demanda promedio anual la AIE pronostica un crecimiento de 1.88 MMbpd, la EIA tiene 1.34 millones y la OPEP 1.31 millones.

Las perspectivas de crecimiento de la demanda para 2020 se mantienen mejor que las del año en curso. La AIE lo ve estable en 1.24 MMbpd, la EIA en 1.34 millones y la OPEP en 1.08 millones más modestos. Los tres pronósticos han bajado en julio, pero no más de 100.000 bpd.

La AIE prevé que la demanda de gasóleo / diésel aumentará en 1.05 MMbpd en 2020, con su correspondiente caída en el uso de combustible residual de 690.000 bbl, impulsada por el requisito de que los barcos quemem combustible con bajo contenido de azufre desde el comienzo del año. La menor gravedad específica del gasóleo en relación con la del fuelóleo significa que se necesita un mayor volumen de combustible para proporcionar la misma cantidad de energía, dando un impulso único a la demanda del combustible más limpio.

Según la AIE, la demanda mundial de petróleo será casi 400.000 bbl menor en 2020 si los aranceles actuales sobre el comercio entre los EE. UU. y China se mantienen. Este impacto ya está incluido en las proyecciones de demanda de la AIE, por lo que cualquier alivio de la carga arancelaria podría proporcionar un impulso al consumo de petróleo en 2020 y una perspectiva más positiva para los productores de petróleo.

## Energía es crecimiento

Enfrentamos el futuro con la solidez de nuestra trayectoria.

Utilizamos tecnología de avanzada y constante innovación en la generación de la energía que el país necesita.

ExxonMobil, líder en el desarrollo seguro y eficiente en reservorios de gas y petróleo no convencionales.

ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.

# ExxonMobil

La energía vive aquí™

[www.exxonmobil.com/argentina](http://www.exxonmobil.com/argentina)

[facebook.com/ExxonMobilAr](https://www.facebook.com/ExxonMobilAr)

[twitter.com/ExxonMobilAr](https://twitter.com/ExxonMobilAr)