

# Energía & Negocios

2020

El año que la tierra  
se detuvo



#MakeThingsBetter  
total.com.ar

# COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

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



**TOTAL**  
COMMITTED TO BETTER ENERGY

COMMITTED TO BETTER ENERGY = Comprometidos con una mejor energía



## CONSTRUIMOS CRECIMIENTO

**Creemos en la excelencia.**

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

**ENERGÍA | OIL&GAS | SERVICIOS | INFRAESTRUCTURA**

f @ y in  
sacde.com.ar





**GRUPO ALBANESI**

ENERGIA A SU ALCANCE

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



## Desarrollo e innovación para la transformación de soluciones metalmecánicas integrales



- Desarrollo de ingeniería y cálculos
- Estructuras metálicas soldadas y abulonadas
- Torres de alta tensión, eólicas y de procesos
- Obras llave en mano portuarias /Galerías de Embarque / Celdas
- Naves industriales
- Equipos a presión
- Tanques API
- Piletas de Fracking
- Ductos / Piping
- Shelters / Salas eléctricas
- Montajes industriales



+54 341 4560288/9

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

Biedma 7473

2000 Rosario - Santa Fe - Argentina



**Cimomet s.a.**

Rumbo, estrategia y consensos para la inversión productiva  
**Por Daniel Gustavo Montamat**  
 8

Un año atípico con la agudización de los problemas estructurales  
**Por Jorge Lapeña**  
 10

Plan Gas 4: ¿Coyuntura o nuevo formato de mercado?  
**Por José Luis Sureda**  
 13

El sector energético organizado será el motor del desarrollo  
**Por Andrés Cirnigliaro**  
 14

Error de diseño de la subasta para el gas de invierno y la necesidad de un cambio estructural  
**Por Raúl Bertero**  
 15

La nueva normalidad energética  
**Los CEOs**  
 24

¿Dónde vendemos el gas de Vaca Muerta?  
**Por Luis Alberto Giussani**  
 34

Los biocombustibles como paradigma de transición limpia  
**Por Agustín Torroba**  
 38

2020, El año para olvidar  
**Por Alejandro Einstoss y Julián Rojo**  
 40

Un año difícil, un horizonte posible  
**Por Oscar Dores**  
 45

Recursos: Planear y Renovar con Cabeza Propia  
**Por Aníbal Mellano**  
 48

La nueva ley de hidrocarburos y las inversiones  
**Por Hugo Martelli**  
 53

El año que nunca olvidaremos. Nada volverá a ser como antes  
**Por Gerardo Rabinovich**  
 54

Balance y perspectivas para 2021  
**Por Leonardo Brkusic**  
 58

El trabajo ideal  
**Por Fernando Schaich**  
 62

La oportunidad para los hidrocarburos no convencionales  
**Por Mariano Humberto Bernardi**  
 70



Atravesamos un período sin precedentes en la historia que echó por tierra todos los pronósticos calculados para este año. La crisis producida por la pandemia nos detuvo. Como pudimos, nos reacomodamos a una *“nueva normalidad”*, un eufemismo que entraña enormes desafíos para todas las actividades.

En las ediciones anteriores del Anuario, repasábamos los hechos más destacados del año que se iba, resaltando los logros alcanzados y los que estaban por venir.

Pero este 2020 nos dejó atónitos frente a un fenómeno imprevisto que se expandió por todo el mundo: el Covid. Un atacante enigmático que hirió sin clemencia a la *“vieja normalidad”* y sin pausa, dejó una estela de dudas.

Las consecuencias económicas de la actividad energética se reflejaron en la caída, sin precedentes, de la demanda del petróleo. Especialistas muy reconocidos sostienen, sin hesitar, que avanza una nueva era en materia de energías renovables.

Hay más de mil millones de personas en el planeta que no tienen acceso a luz eléctrica y el crecimiento vegetativo es alto. Todo indica que la demanda de bienes y servicios continuará requiriendo de energía firme, con o sin pandemia,

No obstante, nada hace suponer una retirada de los hidrocarburos de la matriz energética mundial: las renovables son muy aptas para zonas de poca actividad industrial con baja intensidad energética. Pero el desarrollo requiere de alta intensidad energética. El carbón continúa siendo fuente vital de energía en los países desarrollados y el sustituto de transición es el gas, en el mejor de los casos.

Los hidrocarburos tendrán una demanda sostenida durante muchos años. La *“nueva normalidad”* no podrá transitarse sin petróleo. Los argentinos estamos haciendo un gran esfuerzo por sostener la producción hidrocarburífera y también contribuyendo a fortalecer a la empresa de bandera.

Esperamos que la nueva normalidad se restablezca también en el mercado energético.

María del Rosario Martínez

# Rumbo, estrategia y consensos para la inversión productiva



Por Daniel Gustavo Montamat \*

El economista, de extensa trayectoria en el sector, desgrana aspectos de la situación que vive la Argentina y cómo el actual clima de negocios compone un escenario incierto para el futuro económico de nuestro país.

El desarrollo de la pandemia viene modelando nuevos hábitos de trabajo y desplazamiento que van a afectar la tecnología, los modos de producción y las preferencias de consumo.

Hay dos tendencias energéticas que el mundo de la pospandemia va a profundizar.

Por un lado la transición gasífera, la sustitución intrafósil del carbón mineral por el gas y el divorcio de los precios del gas natural de los precios del petróleo, con mayores transacciones spot a partir del aumento del comercio de gas por barco (GNL) y la convergencia de precios regionales a referencias internacionales para el mercado de gas natural. Por el otro lado, la electrificación de la matriz de consumo final de energía sobre todo por el crecimiento del parque vehicular eléctrico.

Son dos tendencias cuya esperanza de vida a su vez está condicionada por avances tecnológicos que pueden ser disruptivos.

La transición gasífera puede verse afectada si las energías renovables, con costos de inversión en baja, pueden superar el hándicap que ocasiona su intermitencia. El almacenamiento de electrones a escala y a costos competitivos constituirá un avance significativo para sumar a sus innegables ventajas ambientales, confiabilidad en un suministro autónomo de otras fuentes. La electrificación automotriz hoy predominante depende de aprovisionamiento externo de electrones que cargan una batería de litio.

La contaminación ambiental localizada desaparece (monóxido de carbono, material particulado, azufre), pero si los electrones que cargan la batería provienen de generación contaminante (una usina eléctrica que genera a carbón) la ventaja de la electrificación automotriz desde la perspectiva de los gases de efecto invernadero se relativiza.

Distinto es el caso si la fuente generadora de electricidad es renovable. Pero la fuente externa de provisión eléctrica (todavía afectada por la incomodidad de la demora en la carga) empieza a ser desafiada por las celdas combustibles a hidrógeno que aseguran generación de electrones en la misma unidad vehicular.



La producción de hidrógeno a escala a costos competitivos todavía es un desafío comercial para el mundo. El suministro de hidrógeno compromete una logística similar a la del gas natural, y, si se lo obtiene del agua a partir de fuentes renovables (electrólisis), se viste de verde (hidrógeno verde). Puede que en el futuro los vehículos eléctricos con baterías de litio deban competir con vehículos eléctricos portadores de celdas combustibles que almacenan hidrógeno.

En ese escenario las baterías de litio para autos pueden devenir obsoletas. El parque mundial de autos eléctricos hoy cuenta con 5 millones de unidades, pero se especula que en la nueva normalidad pospandémica crezca a 120 millones de unidades en el 2030, y que en el 2040 la mitad del parque vehicular mundial sea eléctrico.

La transición gasífera que desplaza carbón en la generación eléctrica, también empieza a penetrar el dominio de los combustibles fósiles en los vehículos livianos, y el transporte pesado. (GNC, GNL). Lo favorecen sus costos, la tecnología de ciclos combinados y la menor contaminación localizada y global respecto al carbón y al petróleo. El gas natural va camino a desplazar al carbón como segunda fuente de energía primaria a fines de la década y continuará en ascenso a menos que el almacenamiento de electrones ponga en jaque su avance.

La Argentina ya es el cuarto productor mundial de litio y ostenta el segundo lugar en el ranking mundial de recursos no convencionales de gas natural. Para enarcarnos en las tendencias energéticas mundiales de la pospandemia necesitamos ingentes inversiones. Hoy, el clima de negocios en la Argentina espanta a los inversores. Los que están instalados frenan proyectos en marcha como la minera francesa Ermet que ha anunciado que postergará al menos un año una inversión de 450 millones de dólares en litio en Salta.

En la industria petrolera, con la presencia de las prin-

cipales empresas internacionales, estaban paralizadas las fracturas para el desarrollo del gas no convencional en Vaca Muerta. Y no por falta de atractivo geológico. Según datos de Carta Energética la oferta de gas natural viene en caída libre. Este año caerá un 7.5% respecto al año anterior. Se consolida una tendencia de aceleración de la caída de los cuatro principales productores del país que representan el 75% de la producción total. No estamos desarrollando gas ni siquiera para la demanda local, cuando deberíamos estar buscando oportunidades de nuevos negocios para el gas argentino en el país, en la región y en el mundo.

El nuevo Plan Gas apunta a controlar la caída, pero sus logros generan dudas por la incertidumbre que rodea el escenario económico general. La inestabilidad macro, las trabas cambiarias y las indefiniciones micro (rumbo, precios, reglas) nos están privando de añadir entre cuatro y cinco puntos a la tasa de inversión bruta total que en el 2020 se derrumbó a niveles sin precedentes (12% del producto).

La Argentina ni siquiera está reponiendo el capital que se desgasta (tasa de inversión negativa) y tiene sectores capital intensivos como el petrolero y el minero con un fenomenal potencial de desarrollo para nueva inversión. Para interactuar en el mercado mundial del gas y del litio con picos de demanda que pueden llegar a darse en la próxima década, ya tendríamos que estar implementando medidas y acciones en una estrategia de largo plazo consensuada entre el oficialismo y la oposición. Si no hay rumbo y estrategia de largo plazo que amalgame consensos básicos, el cortoplacismo dominante condena a los recursos de gas y litio, entre otros, a dormir el sueño de los tiempos.

\* Ex titular de YPF- Ex Secretario de Energía.

# Un año atípico con la agudización de los problemas estructurales



Por Jorge Lapeña \*

Según Lapeña el futuro no es alentador y la principal empresa hidrocarburífera de nuestro país se encuentra encerrada en un “cul de sac” que requiere de decisiones trascendentales para escapar de la dependencia de los subsidios estatales.

Termina 2020; un año malo para el mundo y para la Argentina. Nuestro país mostró que es un país decadente. La pobreza en crecimiento; la economía impotente; la inflación galopante, y la política nacional incapaz de generar acuerdos de ningún tipo, no puede sacar el país del pozo. La cuarentena eterna y temprana demostró que el “discurso” no crea bienestar ni sirve para gobernar.

La Energía vivió de la mano del gobierno de Alberto un año muy difícil. Desde el punto de vista estratégico seguimos la tendencia general de todos los gobiernos de la década que finaliza: la idea única y central sigue siendo Vaca Muerta, y todas las apuestas van hacia allá. La herramienta son los subsidios del Tesoro y las consecuencias más evidentes el Estado fallido. El funcionario sirve en tanto y en cuanto implemente el mensaje de corporativo unificado en los diferentes estamentos – gremiales, patronales, políticos y sociales - del sector. No hay planes hay pedidos y reclamos.

El IAE Mosconi ha sido muy claro: no compartimos esa idea que creemos equivocada.

La gestión actual comenzó con una improvisación: la Declaración de la Emergencia Energética en el marco de la “ley ómnibus” sancionada el 19 de diciembre de 2019 que entre otras cosas intervino los Entes Reguladores de la Energía sin que se conozcan los motivos de la intervención; y sin que se conozcan los resultados concretos de la gestión de los interventores. El 19 de diciembre vence el plazo de los interventores.

Los interventores tenían un mandato concreto y no lo cumplieron: expedirse en forma pública sobre las Revisiones Tarifarias realizadas en el periodo 2016-2017, y en todo caso corregirlas para mejorarlas. Podrían haber optado por la realización de una Revisión Extraordinaria tal como lo postula el artículo de la ley, pero no lo hicieron. Final del juego. Pregunta: ¿volverán las autoridades naturales elegidas por concurso?

La situación de las empresas de servicios públicos es muy delicada

Es altamente preocupante el cuadro de situación de las empresas de servicios públicos energéticos de juris-



dicción nacional, donde el congelamiento irresponsable e ilegal de las tarifas las puso en el camino de la cesación de pagos primero y de la quiebra después, hecho este último que será evitado por el gobierno por ser fantasma político más temido. El remedio será una vez más repetir la doctrina energética argentina del Siglo 21: transferir subsidios del Tesoro financiados con emisión y con ajuste. Y el resto con incremento tarifarios muy concentrados en quienes teóricamente estarían en capacidad de pagar precios exorbitantes. Este trámite será muy engorroso y difícil de implementar. Según declaraciones del propio presidente de la Nación esto se producirá en abril o mayo.

Alberto Fernández comete el mismo error que otros gobiernos de este siglo. Confundir “*precios de las materias primas energéticas*” (vg. Precio del gas natural, o del crudo) con “*tarifas reguladas de la energía*”. Hay un empeño por “*congelar tarifas*” pero se es muy concesivo con los precios de las materias primas, aunque se sepa que esos precios no se fijan conforme a costos eficientes ni se pactan en mercados competitivos y esto constituye un error grave. Los funcionarios son muy proclives a consentir a las empresas y hacer la “*vista gorda*” con los costos. Nunca una auditoría de costos: grave error político.

El Gobierno es fiel continuador de sus antecesores

El Gobierno ha demostrado que continua el camino de sus antecesores de la década: no ha finalizado el Gasoducto del GNEA, no ha renegociado el Contrato con Bolivia y el gas boliviano en vez de ser nuestra fuente más barata de importación es más caro que el GNL importado en Escobar; y más caro que el precio del gas natural en Henry Hub.

El Gobierno sigue sin elaborar un Plan Energético; y en este contexto el futuro energético argentino sigue siendo opinable e incierto.

El futuro no es alentador. Nuestra empresa energética más importante que es YPF pasa un momento muy delicado en lo económico financiero, la falta de reservas comprobadas a desarrollar lo priva de la posibilidad de desendeudarse con su propio esfuerzo. Por el contrario su especialización en yacimientos de alto costo de explotación como Vaca Muerta lo mantienen prisionero y pendiente del subsidio estatal: el impuesto a la riqueza que lo tiene por principal destinatario, el barril criollo y el Plan Gas son todas ideas de un Gobierno que está condicionado por sus propios fantasmas.

\* Ex Secretario de Energía y Presidente del Instituto de la Energía Mosconi

Plan Gas 4:  
¿Coyuntura o  
nuevo formato  
de mercado?



Sin medias tintas, el autor sostiene que la asignación de los recursos por parte del Estado reemplazando al mercado tiene una "inocultable impronta comunista". Para salir del cascarón propone desarrollar nuestro inmenso potencial con una política exportadora agresiva motorizada por la actividad privada.

Por José Luis Sureda \*

El nuevo Plan Gas está en marcha y ha sido bien recibido por la industria de los hidrocarburos. Ahora es el momento de ganarle tiempo al tiempo para poder aumentar la producción con vistas, como objetivo de mínima, a evitar una nueva sangría de dólares el próximo invierno.

Más allá de las particularidades de este plan, me parece conveniente hacer algunas consideraciones relativas al diseño del mercado de gas, así como también marcar algunas diferencias respecto de aquel plan conocido como resolución 46.

Entre 2016 y 2019, el concepto rector de la política energética en general y del gas natural en particular era que los precios deben ser el resultado del diálogo entre oferentes y demandantes, y que este diálogo no debe ser sustituido por la intervención del gobierno, que debe remitirse a asistir a quien verdaderamente lo necesitare y por un tiempo finito.

La resolución 46 era el complemento de un formato de mercado que conduciría a la liberación de los precios en boca de pozo.

Pero la resolución 46 no era el formato de mercado.

En el caso del llamado Plan Gas 4, no se conoce la organización del mercado que el gobierno busca y, la posibilidad de extenderlo en el tiempo hace pensar que este plan bien podría ser el formato de mercado preferible para las actuales autoridades.

En todo caso, si este plan es el diseño de mercado buscado por el gobierno con las variantes que puedan surgir, pocas dudas quedan respecto de la voluntad del gobierno de no permitir el libre contacto entre oferta y demanda.

Un programa de subsidios tiende a colocar en una zona de confort al subsidiado, aumentando la resistencia a "salir del cascarón".

Un programa de subsidios significa que el estado asigna los bienes y los servicios, reemplazando



al mercado, y esto tiene una inocultable impronta comunista.

Nosotros necesitamos desarrollar nuestro inmenso potencial para poder crecer, pero esto no es posible hacerlo desde dentro del cascarón.

Solo con una política exportadora agresiva motorizada por la actividad privada podremos convertir nuestros enormes recursos en riqueza.

Y solo con una política exportadora agresiva podremos contar con una demanda doméstica abastecida al menor costo posible y en el largo plazo.

Ojalá las autoridades decidan romper el cascarón y darle la oportunidad a Argentina de poder desarrollar su inmenso potencial, no solo hidrocarburiífero, sino también el del talento de nuestra gente. De toda ella.

\* Ex Secretario de Recursos Hidrocarburiíferos

# El sector energético organizado será el motor del desarrollo



Por Andrés Cirnigliaro \*

La energía como concepto político es un terreno en disputa, sostiene en este artículo el presidente de IEASA y considera que la dualidad público-privada de la empresa es una oportunidad innovadora a partir de una gestión estratégica.

La energía como sector atraviesa al Estado en sus distintas esferas: territorio, ciudadanía, gobierno nacional, provincial y municipal, macro y micro economía, sector privado, sector público, ambiente, derechos sociales y capital privado. Esta diversidad es la raíz de la complejidad del entramado energético que las políticas públicas específicas deben administrar y organizar.

La energía, como todo concepto político, es un concepto en disputa. En los últimos 30 años, los sucesivos gobiernos le imprimieron su impronta al sector con resultados variados, en algunos casos antagónicos. Como diagnóstico ineludible, el presente del sector hereda un conjunto de normas entrecruzadas y un ecosistema de instituciones difícil de decodificar. Los marcos normativos, en particular la Ley N° 24.065 y la Ley N° 24.076, fueron concebidos a partir de un proceso de transformación del Estado que se ordenaba en torno a una realidad macroeconómica particular, en un contexto internacional explícito.

No obstante, el año 2020 nos encuentra ante un inusitado coyuntura nacional e internacional que acelera las discusiones programáticas poniendo de manifiesto principios indispensables para la transición energética que el país y el mundo requieren:

La energía es un bien social imprescindible.

El desarrollo energético debe ser ambientalmente sustentable.

Se precisan Políticas de Estado a largo plazo que simplifiquen el ordenamiento del sector.

La generación de amplios consensos es el vehículo para la cristalización de la transición.

Para todo esto es fundamental contar con decisión, vocación y conducción política.

En este sentido, desde ENARSA (IEASA) nos entendemos y asumimos el compromiso de ser un instrumento de articulación para la consecución de los objetivos mencionados. Es por eso que este año, el objetivo principal fue recuperar la línea programática original, adecuada a las necesidades coyunturales y futuras del sector energético. Ello implica la resignificación de la empresa como una herramienta de vinculación del sector energético público al aparato produc-



tivo nacional y a la calidad de vida de la ciudadanía.

En términos específicos, esto significa:

Consolidar a ENARSA (IEASA) como la empresa estatal de generación de energía eléctrica.

Promover y potenciar la diversificación de la matriz de generación de energía con una perspectiva federal.

Ser el brazo ejecutor de obra pública energética del país.

Ser una herramienta de ejecución y gestión de la política energética nacional.

Todo esto en consonancia con las actividades ya delegadas como lo son la importación de gas natural licuado (GNL) y el gas natural (GN) de Bolivia.

A través de las participaciones accionarias que el Estado empieza a recuperar desde el presente año, ENARSA (IEASA) se despliega como el candidato ideal para dichas gestiones. Esto se debe a que, por un lado, se cuenta con la experiencia acumulada a partir de la construcción de las centrales Brigadier Lopez y Ensenada de Barragán, y, por otro lado, la experiencia adquirida a través de la fusión con EBISA. Esta combinación concentra recurso humano, conocimiento técnico, operativo y administrativo como para consolidar a la empresa, y por ende al Estado, en la gestión de la generación térmica e hidroeléctrica. Esto permitirá sintetizar la estrategia de abordaje del sector a través de una herramienta específica.

En lo que refiere a obra pública energética, la presente gestión tiene como objetivo la recuperación, puesta en valor y conclusión de las obras emblemáticas para el sector. Esto es, la obra de Aprovechamientos Hidroeléctricos del Río Santa Cruz y el Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA). Ambas obras, aunque disímiles en sus condiciones técnicas, construyen los mismos valores: federalismo y soberanía energética. Sobre la base de esta recuperación es que ENARSA (IEASA) se posiciona como el brazo ejecutor de la obra pública energética e impulsa nuevos proyectos para los años venideros.

Finalmente, la dualidad pública/privado con la que convive la empresa se presenta como una oportunidad innovadora. La posibilidad de saldar dicotomías anacrónicas a partir de una gestión estratégica, pero con la premisa de la defensa de los principios que rigen la administración de lo público, es lo que ordena tanto a ENARSA (IEASA) como a sus empresas vinculadas.

Tenemos el desafío, como país, de resurgir luego de una crisis económica devastadora y una pandemia inaudita. Desde ENARSA (IEASA) estamos convencidos que el sector energético organizado y concientizado será el motor del desarrollo y recuperación.

\* Presidente de IEASA

# Error de diseño de la subasta para el gas de invierno y la necesidad de un cambio estructural



Por Raúl Bertero \*

Un análisis crítico de los mecanismos de fijación de los precios del gas natural, deja al desnudo los problemas estructurales del sistema de fijación de precios del gas en boca de pozo.

La propuesta para resolver estos dilemas, requiere de una compleja combinación de planificación del link gas-electricidad, desarrollo de la producción y de la construcción de infraestructura.

## 1. Introducción

El 5 de diciembre de 2020, un titular del diario La Nación decía “Revés para el Gobierno: no logró abastecer la demanda de invierno de gas”. En la nota explicaba que “la Secretaría de Energía diseñó el Plan Gas de forma tal de ofertar 70 millones de metros cúbicos por día (m<sup>3</sup>/d) durante todo el año y un adicional de por lo menos 15 millones de m<sup>3</sup>/d para los meses más fríos. Sin embargo, recibió ofertas de 16 petroleras por 67,9 millones de m<sup>3</sup>/d y apenas 3,6 millones de m<sup>3</sup>/d adicionales para el invierno, proveniente de tres empresas (Tecpetrol, Pampa Energía y Total Austral)”.

Por su parte, el periodista Nicolás Gandini, en un artículo publicado dos días antes expresaba “lo que sí fue más llamativo fue el pequeño nivel de propuestas para inyectar gas adicional durante los meses de invierno. El pliego contemplaba un precio más caro (el precio base por 1,3 veces) para esa oferta. Pero las propuestas registradas hoy fueron exiguas. Sumaron, en conjunto, 3,6 MMm<sup>3</sup>/día de gas. Tecpetrol ofreció 2 millones, Petrolera Pampa, uno; y la francesa Total, 600.000 m<sup>3</sup>/día.” En mi opinión, los buenos resultados obtenidos para la demanda firme anual y, por el contrario, la escasa respuesta para la demanda invernal son consecuencia directa del mercado relevante seleccionado para la realización de la subasta. Mientras que la competencia gas-gas con contratos plurianuales es realista para la demanda firme anual, no lo es para el caso de la demanda en los meses invernales.



Figura 1 Volúmenes ofertados en la subasta del 14 de febrero de 2019 con escalón para el período invernal.

El autor de este artículo ya había mencionado este problema en ocasión de la subasta realizada por el gobierno anterior en el Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEGSA) en febrero de 2019. En dicha subasta se solicitaba un escalón en el período invernal con un volumen igual a 2.5 veces el volumen anual (ver Figura 1).

El precio promedio obtenido en esa subasta fue de 4.62 USD/MMBTU con un volumen anual de 14.3 MMm<sup>3</sup>/d y unos 35.7 MMm<sup>3</sup>/d en el período invernal.

Como ya mencionara en esa oportunidad, el requerimiento de una oferta conjunta para ambos periodos fue una de las razones de la obtención de precios significativamente más elevados que los que se obtenían en ese momento para el mercado eléctrico (nótese, por otra parte, que el volumen máximo ofrecido en esa oportunidad fue la mitad del ofrecido en la subasta de este año 2020).

## 2. El error conceptual en el diseño de la subasta para el gas de invierno

Desde la perspectiva enunciada, el problema fundamental de ambas subastas (febrero 2019 y diciembre 2020) reside en que los mercados relevantes, la dinámica en competencia y la infraestructura disponible son completamente diferentes para la demanda base uniforme total que para la demanda del período invernal.

En la Figura 2 se puede ver (en azul) la demanda de gas natural Residencial-Comercial-GNC (R+P+GNC), industrial y para generación promedio diaria de cada mes de 2019 si el gas hubiera estado disponible para su consumo (se incluye el gas combustible asignado a cada tipo de usuario). Se muestra también (en amarillo) el abastecimiento de gas natural del año 2019 (108 MMm<sup>3</sup>/d promedio diario mensual de producción nacional inyectado al sistema con un máximo en julio de 121 MMm<sup>3</sup>/d).

A estos valores se le suman el gas importado de Bolivia de unos 14 MMm<sup>3</sup>/d promedio anual con un máximo en julio de 19 MMm<sup>3</sup>/d.

Como se puede observar en la Figura 2, el mercado de gas natural por redes consiste en una demanda plana de unos 120 MMm<sup>3</sup>/d que incluye las demandas residencial, comercial, GNC, industrial y para generación eléctrica (esta última excluyendo parte de su demanda potencial entre mayo y septiembre).

Por el contrario, la demanda invernal adicional de unos 40 MMm<sup>3</sup>/d promedio mensual máxima en forma de cúpula corresponde a un mercado diferente, donde los generadores compiten por el gas natural invernal que pudiere llegar por los gasoductos, el GNL, el fuel oil y el gas oil, así como también las eventuales restricciones al consumo industrial.

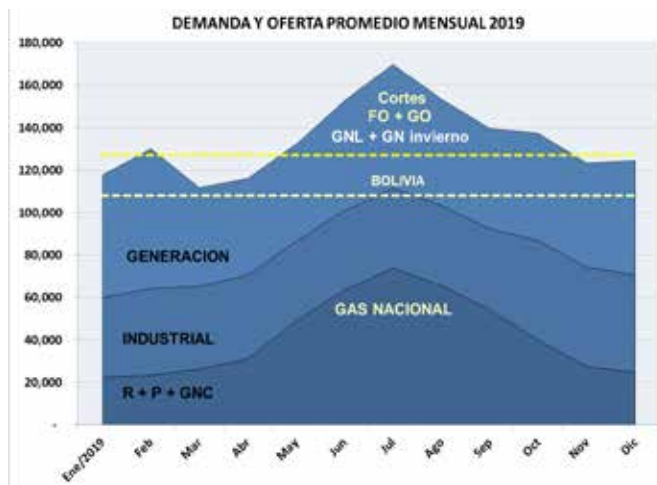


Figura 2 Demanda potencial de gas natural del año 2019 y abastecimiento disponible durante el año 2019. Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS

Resulta determinante para asegurar el mínimo precio para los usuarios compatible con la seguridad de abastecimiento que ambos mercados sean negociados por separado, ya que resulta evidente que tendrán precios marginales muy diferentes. Por otro lado, es importante tener en cuenta quién dispone de la capacidad de transporte firme del sistema. Como se puede ver en la Figura 3, las distribuidoras compran para sus usuarios (es decir que los usuarios residenciales y comerciales pagan por esa capacidad de transporte) 92 MMm<sup>3</sup>/d (casi el 70% de la capacidad firme de transporte del sistema). Por su parte, los industriales y comercializadores compran capacidad por 23 MMm<sup>3</sup>/d y los generadores por 18 MMm<sup>3</sup>/d, completando los 133 MMm<sup>3</sup>/d de capacidad firme del sistema de transporte.

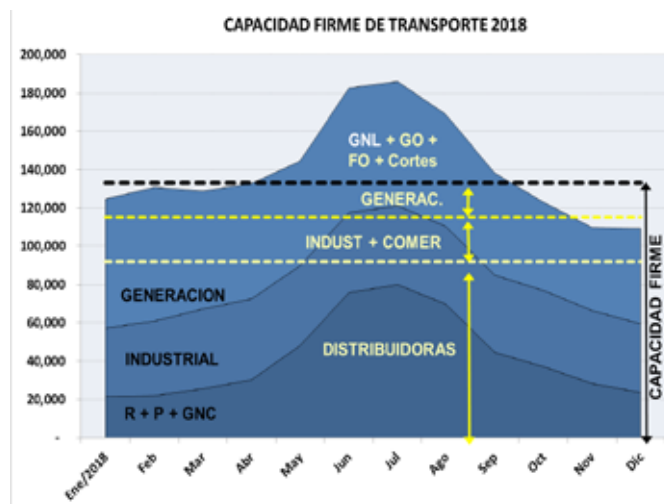


Figura 3. Capacidad firme de transporte disponible en el año 2018. Fuente: Datos del ENARGAS

Esto implica que la demanda plana de unos 120 MM-

m<sup>3</sup>/d, la capacidad de inyección actual de la producción nacional más Bolivia (Figura 2) y la capacidad de transporte firme del sistema coinciden aproximadamente con el volumen del mercado de gas natural plano que indicamos anteriormente en la Figura 2.

Del análisis precedente surgen tres conclusiones importantes en relación con el mercado de gas en boca de pozo. El sistema óptimo se basa en: a) un mercado de contratos de gas en boca de pozo plano de varios años de duración con las distribuidoras y usuarios industriales, dando certeza a los productores de una inyección constante que permita financiar las inversiones necesarias con mínimo costo para los usuarios; b) permitir a las distribuidoras participar en el mercado secundario de gas y transporte compitiendo con las ventas a los generadores fuera del período invernal; y c) separar este mercado plano de las distribuidoras e industriales del mercado invernal donde los generadores compiten por el gas que puede llegar por gasoductos, el GNL, el fuel oil y el gasoil.

### 3. Distintos períodos de abastecimiento invernal en el sistema argentino

A los efectos de extraer algunas enseñanzas para plantear un cambio estructural en el sistema de formación de precios para el gas natural de invierno, la Figura 4 muestra el abastecimiento de la demanda en el período que va entre los años 1993 y 2020. Se observa en la figura que se pueden distinguir cuatro períodos con características marcadamente diferentes como se describe a continuación.

La Figura 4 muestra de arriba hacia abajo los siguientes gráficos: a) Los caudales promedio mensuales de gas natural inyectados en el sistema argentino incluyendo el GNL y los gasoductos propios de las distribuidoras, b) los caudales promedio mensuales de gas natural inyectados en los gasoductos troncales, c) la inyección promedio mensual de GNL y d) los combustibles utilizados para generación térmica (datos disponibles desde 1998 en adelante).

Período 1993-2004

Este período se caracteriza por el abastecimiento de la demanda invernal mediante gas natural con fuertes fluctuaciones estacionales en los gasoductos provenientes de Neuquén (30 MMm<sup>3</sup>/d de diferencia verano-invierno, ver Figura 4 b). En esos años el país contaba con gas natural convencional barato y abundante, y los gasoductos mencionados trabajaban con un factor de carga relativamente bajo. La capacidad ociosa de los gasoductos era pagada por la demanda residencial y comercial a través del factor de carga igual a 0.35 establecido en la Licencia en el momento de la privatización

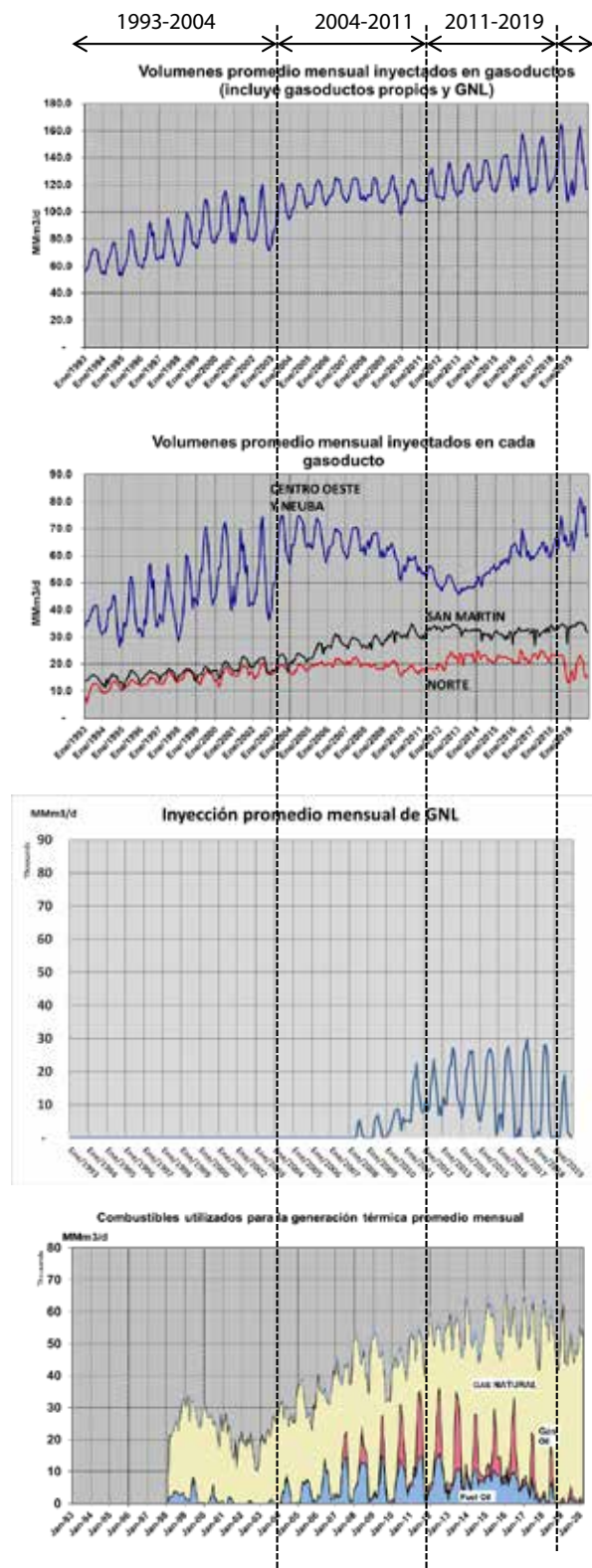


Figura 4 . Abastecimiento de la demanda 1993-2019. Elaboración propia en base a datos del ENARGAS y CAMMESA

y no modificado hasta hoy. En este período la capacidad de transporte prácticamente se duplicó “a tarifa”. Esto significa que la tarifa era suficientemente alta para que el aumento de los caudales de gas transportado fuera suficiente para pagar los créditos que tomaba la transportista para realizar las expansiones necesarias. La abundancia de gas natural y sus bajos costos de producción hacía que los productores inyectaran el gas de invierno con muy poca diferencia en el precio boca de pozo entre invierno-verano.

#### Período 2004-2011

El año 2004 dio inicio a la crisis de abastecimiento de gas natural. Esto se ve reflejado claramente en la inyección declinante de gas natural en Neuquén, como se puede apreciar en la Figura 4 b). También las fluctuaciones en la inyección de gas natural invierno-verano disminuyeron hasta prácticamente desaparecer en el año 2011. Los picos de consumo invernal fueron cubiertos cortando el abastecimiento a las centrales térmicas, que pasaron a consumir fuel oil y gas oil con picos invernales equivalentes a 30 MMm<sup>3</sup>/d, como se puede apreciar en la Figura 4 d). Esto significó costos de importación de combustibles líquidos muy elevados, que fueron pagados por el Estado Nacional.

#### Período 2011-2019

Este período se caracteriza por la consolidación de la utilización de los barcos de regasificación de GNL en Bahía Blanca y Escobar aportando inyecciones invernales de 30 MMm<sup>3</sup>/d de gas natural regasificado al sistema cerca del centro de demanda en Buenos Aires. El abastecimiento de la demanda invernal se completaba con la utilización de fuel oil y fundamentalmente gas oil, con volúmenes muy significativos. El primer Plan Gas para incrementar la producción empezó a dar resultados y la inyección de gas natural en Neuquén comenzó a crecer sostenidamente, recuperando a fines de 2018 los volúmenes del año 2004. La inyección de gas natural de Neuquén no tuvo prácticamente estacionalidad durante este período.

#### Período 2019-2020

En el año 2019 el abastecimiento de la demanda invernal adicional se cubrió con 20 MMm<sup>3</sup>/d de GNL, unos 15 MMm<sup>3</sup>/d de aumento estacional de la producción de gas natural y unos 5 MMm<sup>3</sup>/d de gas oil. La inyección de gas natural al sistema alcanzó su máximo histórico impulsado por precios elevados de gas natural mayoritariamente subsidiados por el Estado mediante una nueva versión del Plan Gas.

Como se puede apreciar del análisis precedente, existen

varias combinaciones posibles de abastecimiento de la demanda adicional de invierno. La existencia de combustibles alternativos en las centrales térmicas, la aparición del GNL y la posibilidad de plantear un despacho eléctrico coordinado con la utilización de reservas hídricas en el invierno que pueden ser devueltas con generación térmica en el verano son elementos que pueden combinarse para obtener el abastecimiento más económico para el sistema. Es importante notar que el actor que está en condiciones de optimizar su abastecimiento y dispone de los combustibles alternativos es el sector eléctrico.

Un mercado competitivo, donde todos estos elementos se combinen generando un precio spot para el gas de invierno, sería capaz de construir ese abastecimiento optimizado, que podría incluir también un mercado de cortes donde los usuarios industriales podrían planificar el mantenimiento de sus instalaciones en semanas específicas del período invernal ofreciendo su gas firme al mercado a precios convenientes. La diferencia de precio verano-invierno motoriza también inversiones en gasoductos y, sobre todo, en almacenamientos tan necesarios para el sistema argentino de gas natural.

Por otro lado, es fundamental establecer regulaciones estables, transparentes y con un sistema de incentivos que permita que los agentes económicos tomen el riesgo de sus inversiones en un mundo en el que los precios de la energía son y seguirán siendo motivo de un continuo cambio. Esto se puede apreciar con claridad en la Figura 5, donde se muestra en USD/MMBTU la evolución de los precios del gas oil, el fuel oil, el precio del petróleo WTI, el precio del GNL en el mercado del Atlántico y el precio interno del gas natural de Estados Unidos (Henry Hub) para el período 1993-2019.

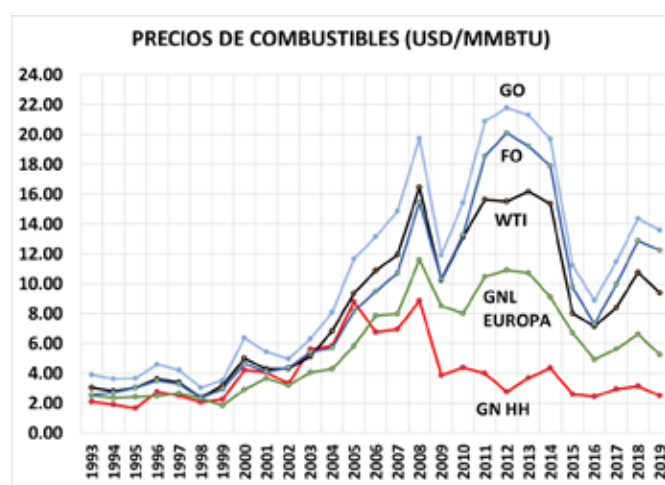


Figura 5 Precios de combustibles promedio anual en USD/MMBTU. Elaboración propia en base a datos de EIA (US Energy Information Administration)

Las diferencias de precios entre los distintos combustibles pueden alterar el abastecimiento óptimo cada año y por eso debe dotarse de flexibilidad al sistema regulatorio, tarifario y de formación de precios para adaptarse a los permanentes cambios.

No puede dejar de considerarse también la enorme ventaja que significa para un país contar con gas natural abundante y de bajo precio. Esto pudo observarse en Estados Unidos, donde la producción a gran escala del shale gas le permitió pasar de precios de país importador de GNL (hasta el año 2004) a exportador, con una enorme disminución del precio interno de gas natural (ver Figura 5). Esto produjo a su vez una mejora competitiva muy significativa en las industrias con una componente importante de costo energético como la petroquímica, fertilizantes y aluminio, que condujeron al retorno de plantas industriales que habían emigrado hacia otros países en busca de gas natural más económico.

#### 4. Fluctuaciones diarias de la demanda invernal

Los cambios estructurales que es necesario implementar en el esquema de formación de precios del gas natural de invierno deben considerar no solo la variación mensual de la oferta y demanda, sino contemplar también la evolución diaria de la oferta y demanda en el período invernal.

Para ello se muestra en la Figura 6 la variación diaria de la inyección en gasoductos en 1997, año en el que, como vimos anteriormente, no había restricciones de oferta de gas nacional y la estacionalidad se cubría con un aumento de la inyección de gas natural en invierno. Por su parte, en la Figura 7 se muestra la variación diaria de la inyección de GNL en el año 2019. En ambas figuras las líneas verticales indican un intervalo de tiempo semanal.

Como se puede ver tanto en la Figura 6 como en la Figura 7, el invierno en Argentina no presenta una demanda uniforme, sino que comprende considerables variaciones que pueden contemplarse razonablemente con una agregación semanal. Tanto en el invierno de 1997 como en el de 2019 existieron semanas en pleno invierno con disminuciones de los caudales inyectados de más de 20 MMm<sup>3</sup>/d de promedio semanal. Lo anterior indicaría que las subastas con contratos spot semanales serían una buena opción para hacer competir en forma óptima el gas invernal inyectado por los productores, el GNL y los sobrantes de gas natural comprados en firme por las distribuidoras o por usuarios industriales que pudieran sustituir con ventaja por otros combustibles o acomodar el período de mantenimiento de sus instalaciones.

En las semanas con mayores costos de abastecimiento, CAMMESA podría también despachar reservas hidráulicas o importar energía eléctrica que podría recuperarse con generación térmica fuera del período invernal.

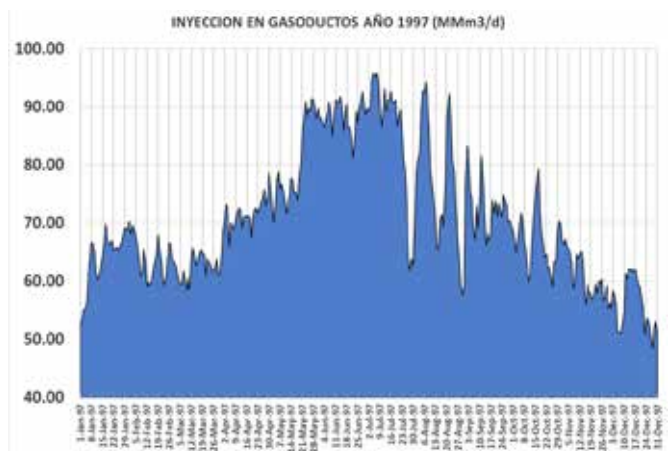


Figura 6. Variación diaria de la inyección de gas natural en gasoductos en año 1997. Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS

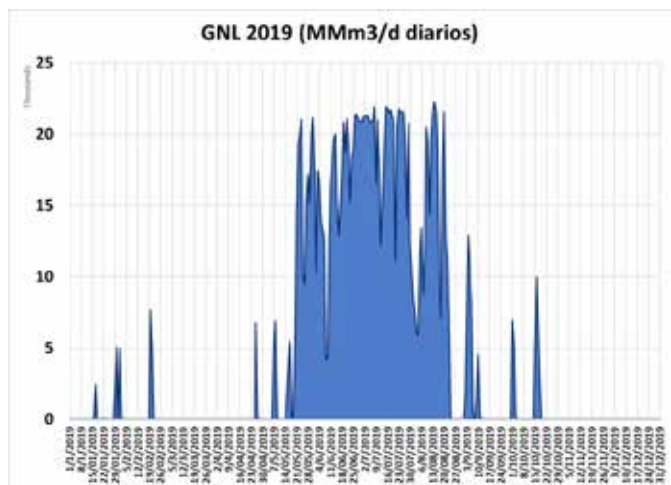


Figura 7 Variación diaria de la inyección de GNL en el año 2019. Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS

#### 5. Cambios estructurales requeridos para un abastecimiento optimizado

El sistema regulatorio de precios y tarifas de gas natural debe permitir la recreación de mecanismos y la inversión en infraestructura que aseguren el mínimo precio para los usuarios compatible con la seguridad de abastecimiento. Para ello deberían considerarse los siguientes principios:

- El abastecimiento de gas natural no debe verse solo como inyección de gas en boca de pozo, sino que debe considerarse junto con el total de la infraestructura de abasteci-

miento, fundamentalmente los gasoductos, la regasificación y los almacenamientos subterráneos.

· Un sistema argentino de abastecimiento más eficiente implica la consideración conjunta de la demanda residencial y la demanda para generación eléctrica, ya que en una red sin almacenamientos significativos es esencial en el período invernal la posibilidad de conversión a combustibles líquidos de una parte menor de la generación térmica, así como la posibilidad de optimización conjunta inter-estacional, disminuyendo embalses en el invierno que pueden recuperarse con generación térmica adicional en el verano.

· La diferencia en el precio de los combustibles para generación térmica invierno-verano es esencial para la generación genuina de infraestructura en forma de almacenamientos subterráneos, regasificación o gasoductos con factores de carga menores a uno.

· El mercado de combustibles es un mercado mundial y por lo tanto es inevitable la utilización del dólar como referencia. Por otro lado, en países con recursos de gas natural abundantes, tal como ocurre en Estados Unidos y también está sucediendo en Argentina, la competencia gas-gas permite obtener precios internos de gas natural muy bajos. Esta es una enorme ventaja competitiva para la tan necesaria re-in-

dustrialización y modernización tecnológica de nuestro país.

· Cualquier situación que afecte las posibilidades de acceder al servicio de gas natural o electricidad de usuarios de menores recursos debe ser atendida mediante subsidios a la demanda y no a la oferta.

· La coexistencia de exportaciones en firme a Chile, aún en el invierno, con la importación estacional de GNL no debe verse como una contradicción, ya que la situación de la infraestructura hace que esa opción de abastecimiento para Buenos Aires siga siendo más económica. Al mismo tiempo, los abundantes recursos de shale gas de Vaca Muerta no plantean un problema de preservación de las reservas para el mercado interno como en el pasado sino, por el contrario, requieren una mayor escala de producción que solo la exportación puede proporcionar.

· Los productores pueden ofrecer los mejores precios al mercado cuando pueden materializar contratos firmes de largo plazo y altos valores de “take or pay”, ya que esto permite la recuperación de la inversión en el menor plazo posible con un respaldo contractual.

· El volumen máximo posible de contratos de gas en esas condiciones está dado por la capacidad firme de transporte contratada.

**Desarrollo, Tecnología e Innovación**  
Transporte marítimo y fluvial de petróleo crudo y subproductos, remolcadores de puerto y remolcadores offshore.

**SAN MATIAS I**

**Antares Naviera**

**Development, Technology and Innovation**  
Marine and fluvial transportation of crude oil and byproducts, harbour towage and offshore vessels services.

**ABS**  
Approved Ship Operator

Edificio Torre Bouchard | Tel. Fax: 54.11.4317.8400/8403  
Bouchard 547 | Piso 21 | C1106ABG | Buenos Aires | ARGENTINA  
[antaresnaviera.com](http://antaresnaviera.com)

· Teniendo en cuenta los niveles de demanda actuales, debería buscarse la contractualización en carácter firme plurianual de un mercado primario de aproximadamente 100 MMm<sup>3</sup>/d para distribuidoras y usuarios industriales.

· Para el resto de la demanda se debería crear un mercado spot semanal, donde la generación térmica obtendría el mejor precio de abastecimiento en un sistema donde competirían la reventa de gas y transporte, el gas adicional de invierno que pudiere llegar por gasoductos, el GNL y los combustibles líquidos.

· En relación con las tarifas de transporte y distribución, la próxima Revisión Tarifaria Integral debería incluir los cambios estructurales que se produjeron en el sistema argentino de gas natural en los últimos 20 años (ninguno de ellos fue considerado en la RTI del año 2016). En particular, debería determinarse el factor de carga de los usuarios residenciales y comerciales en cuanto a utilización y recuperación del transporte firme, la existencia de gasoductos bidireccionales, nuevas rutas y tarifas de transporte con puntos de inyección para el GNL y el sistema de incentivos y la forma en que la demanda residencial y comercial recuperaría parte de los beneficios de la reventa de gas y transporte realizado por las distribuidoras.

Hasta la crisis de abastecimiento del año 2004, las distribuidoras vendían gas y transporte firme a los usuarios industriales, y gas y transporte interrumpible a los generadores. De acuerdo con el Decreto No 2731 del 29 de diciembre de 1993, las distribuidoras debían tener contratado el 80% de su suministro de gas natural con contratos de largo plazo (contratos de más de 6 meses de duración según lo definido en el decreto).

Es decir que el sistema argentino de gas natural funcionó de acuerdo con un esquema comercial parecido al que aquí se propone (y en condiciones aún más difíciles, ya que el

GNL no era un recurso disponible) hasta que la secuela de la crisis de 2001 en términos de retrasos tarifarios, congelamiento y segmentación de precios de gas y el consiguiente faltante de producción de gas nacional obligaron a cambiar las reglas para adaptarse a una situación no prevista de faltante de gas natural.

En mi opinión, el sistema energético argentino podría mejorar sustancialmente el funcionamiento que tenía antes de la crisis del 2004, en la medida en que se busque coordinar los despachos de gas y electricidad, desarrollar la producción de gas natural, incrementar el sistema de gasoductos, continuar utilizando la regasificación de GNL y permitir que la diferencia de precios entre invierno y verano surgida de la competencia entre todas las formas de abastecimiento impulse el desarrollo de almacenamientos subterráneos, la infraestructura de regasificación y la expansión de la red de gasoductos troncales.

En ese sistema la utilización de combustibles líquidos para generación térmica debería ser una eventualidad que ocurriría en circunstancias excepcionales, obteniéndose una matriz de generación ambientalmente más limpia y una industria de gas natural con bajos precios, flexible y confiable, en donde la optimización del menú de alternativas de abastecimiento sea conducida por la imaginación, la creatividad y la innovación tecnológica de los agentes económicos.

\* Presidente del CEARE – UBA

Vicedecano – Facultad de Ingeniería – UBA

Miembro de la Academia Nacional de Ingeniería



**EnergiX**  
ENERGIA CONFIABLE

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

Más información en [www.energix.com.ar](http://www.energix.com.ar)



# MONTAJES INDUSTRIALES

Compromiso, seguridad y eficiencia al servicio de grandes proyectos industriales.



2000 Rosario - Santa Fe - Argentina  
☎ +54 341 4560288/9    ✉ gerencia@comoing.com.ar



# Cierto optimismo en el futuro cercano

Los principales ejecutivos de las grandes energéticas argentinas nos ofrecen un breve balance del sector, en uno de los peores años que recuerde la economía mundial. A pesar de ello, la mayoría deja trascender un cierto optimismo en el futuro cercano que será impulsado por la recuperación de la demanda. La mayoría destaca la adaptación de sus organizaciones a la excepcionalidad de la pandemia y señala la calidad técnica y humana de los hombres y mujeres que trabajaron con ahínco para sobreponerse al mal trago de un año para el olvido.





Sean Rooney  
CEO Shell

Fue un año muy desafiante para toda la industria, por las dificultades que trajo el COVID-19 y la abrupta caída de la demanda y del precio del petróleo a nivel mundial. Toda la cadena de valor de la industria se vio impactada, particularmente las empresas de servicios locales.

En nuestro caso, gracias al excelente trabajo de nuestro equipo, pudimos reanudar nuestros proyectos en Vaca Muerta rápidamente y sin demoras significativas, adaptando protocolos y formas de trabajo para operar de manera segura. Continuamos con nuestro plan de inversión anual e incluso conseguimos algunos hitos muy importantes en nuestros proyectos.

Sin dejar de producir y abastecer a la demanda interna, realizamos una exportación de 470.000 barriles junto a Equinor, estamos cerca de alcanzar el máximo uso de la capacidad instalada de procesamiento de nuestra EPF y estamos cerca de completar la construcción de una segunda planta, que triplicará esa capacidad a más de 40.000 barriles por día. Haber logrado todo eso en el contexto de incertidumbre actual y hacerlo de manera segura, con cero accidentes, es resultado del enorme trabajo y el compromiso de nuestro equipo.

Nuestras expectativas están puestas en una recuperación progresiva de la demanda interna y la consolidación de un mercado de exportación de crudo.

Confiamos en que Vaca Muerta puede ser un motor de crecimiento y desarrollo para el país y generar un aporte importante en la oferta global de petróleo, y en el largo plazo de gas.

En paralelo, a medida que la demanda energética comienza a recuperarse a nivel global, vemos que la transición energética hacia energías más limpias, con menores emisiones de carbono, se está acelerando. Eso para Argentina brinda una oportunidad y una advertencia.

La oportunidad es que el gas natural ocupará un rol central en ese proceso, por lo que Vaca Muerta está posicionada de manera estratégica y es consistente con esa transición. La advertencia es que no hay tiempo que perder. Tenemos que aprovechar la ventana de oportunidad que nos ofrece el contexto y dar ahora los pasos fundamentales que sabemos que tenemos por delante.

Vemos señales positivas en ese sentido en el último tiempo, pero la confianza es algo que se genera con tiempo. Para realizar todo el potencial de desarrollo que ofrece Vaca Muerta se requieren inversiones grandes.

Es tarea nuestra de las operadoras seguir brindando eficiencia a nuestras actividades y reduciendo costos con la aplicación de tecnologías, prácticas y aprendizajes exitosos en otras partes del mundo.

Pero ese esfuerzo es en vano sin condiciones competitivas de inversión, que incluyan el acceso a precios internacionales y divisas, un régimen tributario conducente con la actividad, y sobre todo, que esos términos que permanezcan estables en el tiempo para dotar de previsibilidad a la planificación de nuestros proyectos. Eso es responsabilidad del Estado y es determinante para saber qué escala tendrá el mercado argentino en el futuro.



Teófilo Lacroze  
CEO Raízen

El escenario que atravesó nuestro sector durante este año, resultó ser el más grave de la historia de la refinación en el país, y nos llevó por primera vez a parar proactivamente nuestra refinería por 30 días. Se juntaron tres circunstancias que generaron consecuencias sin precedentes: (i) caída de ventas inédita, producto de la cuarentena, que alcanzó el 80% en abril y luego se recuperó lentamente hasta llegar a 25% de caída en Noviembre 2020; (ii) un congelamiento de precios que duró 8 meses que provocó un atraso significativo en traslado de costos a precio surtidor; y (iii) un barril criollo a u\$s 45/bbl que provocó un desequilibrio estructural inmenso, magnificando el atraso expresado en el punto anterior.

Es clave mantener un sendero de traslado de aumento de costos (tipo de cambio / precio petróleo / impuestos / precio biocombustibles) a precios, para garantizar que los planes de inversión puedan ejecutarse sin problemas, y de esa forma garantizar el abastecimiento de energía en cantidad y calidad para mover a millones de argentinos.

Confiamos que pronto la situación sanitaria del país mejorará y que ello posibilitará la reactivación económica. Dentro de ese contexto, esperamos para nuestro sector de refinación una recuperación paulatina de la demanda en los próximos meses, de tal manera que para el segundo semestre del 2021 logremos recuperar los volúmenes pre-pandemia en gran parte de los sectores donde actuamos.

Respecto de la oferta, no debería haber mayores problemas en adecuarse a la recuperación de la demanda. Es clave que se respete la prioridad de abastecimiento local de petróleo para ser procesado, para poder tener la capacidad nacional de refinación al máximo.

Confiamos que mejorará el clima de negocios. Creemos que todos tenemos que hacer un esfuerzo para lograr que la economía se reactive. En esa línea, en Raízen tenemos la expectativa de recuperar la senda del crecimiento interrumpido por la pandemia, la extensa cuarentena y el negativo marco de negocios que atravesamos durante varios meses este año. Dentro de ese marco, nuestra compañía se propone seguir innovando y ser lo más eficiente posible en todo lo que hacemos. Con ese objetivo, nuestro aporte para la reactivación de la economía es el reciente anuncio de nuestro plan de inversiones 2020/2023 por u\$s 715 millones. Bajo ese horizonte, nuestro plan apunta a: (i) desarrollar una nueva línea de producción de combustibles, (ii) aumentar la capacidad de procesamiento de crudo liviano de Vaca Muerta en nuestra refinería, (iii) modernizar las unidades y procesos de producción de nuestra refinería que en 2021 cumple 90 años en el país y (iv) continuar con nuestro plan de expansión, inversiones en activos de logística y trading e innovación de productos y servicios.

Es importante mencionar que para nuestro sector, para la recuperación de las inversiones, es clave mantener un marco regulatorio claro, libre acceso al mercado de cambios y un marco fiscal competitivo con reglas homogéneas para toda la cadena de valor del sector.



Oscar Sardi  
Director General de TGS

Frente al complejo contexto que tuvimos que enfrentar en el primer semestre del año, caracterizado por la llegada de una pandemia que paralizó la economía mundial, y muy especialmente a nuestro País, generando una emergencia económica y sanitaria sin precedentes, podemos concluir que el balance para TGS ha sido positivo. En ambos frentes, sanitario y económico, logramos superar dificultades priorizando la salud de nuestros colaboradores y familias, y mantener la operación segura y confiable de nuestra red de gasoductos de más de 9.200 km, destinada a transportar el 60% del gas que se consume en Argentina. Además, logramos cumplir con nuestro plan de obras ejecutadas en diferentes locaciones de nuestro sistema de transporte de gas. Finalmente, quiero destacar el trabajo que realizó el equipo de TGS y Telcosur, conformado por más de 1.100 hombres y mujeres que con compromiso y profesionalismo, lograron mantener el 100% de nuestras operaciones sin interrupciones, garantizando el suministro gas a la población, a la generación eléctrica y a industrias. Entiendo que en lo que respecta a Política de Precios de gas, el Gobierno acaba de dar un paso importante con la implementación del Plan Gas 4, el cual debería impulsar al desarrollo del importante potencial energético de Vaca Muerta. En cuanto a la Política de Tarifas, a la fecha no tenemos definiciones, entiendo que debemos continuar trabajando en lograr una política tarifaria previsible, que otorgue reglas claras, para sostener y mejorar la calidad del servicio, que promueva además un plan de inversiones en obras de infraestructura destinadas a viabilizar la salida de los volúmenes incrementales de gas producidos en Vaca Muerta con el claro objetivo de reducir importaciones, incrementar exportaciones, promover el desarrollo petroquímico, e incrementar el acceso al gas natural a más familias argentinas, y a otros segmentos de consumo. La tarifa por el servicio de transporte es un tema relevante para TGS, se mantiene sin ajustes desde Abril del pasado año acumulando a la fecha un atraso de 75% con pérdida importante de rentabilidad. Confiamos en que la buena predisposición de las autoridades, como también de las partes que integremos la mesa de negociación, permitirá lograr tarifas de transporte razonables que incentiven la inversión, calidad y seguridad del servicio de Transporte.

Este año el consumo industrial y especialmente la oferta de gas han experimentado una sensible reducción respecto al año anterior, como consecuencia de la paralización generada por la pandemia y las demoras en la implementación de los planes de incentivos al desarrollo de reservas. El sector más impactado por la menor oferta de gas fue la generación de electricidad, que tuvo que recurrir a la importación de mayor volumen de combustibles líquidos alternativos.

Con visión de largo plazo, nuestro país cuenta con la segunda reserva de gas no convencional en el mundo, con un volumen estimado de 600 TCF aproximadamente, asumiendo que técnicamente se recupere el 20% el País dispondría de reservas comercialmente disponibles de 120 TCF, Argentina consume solo 2 TCF por año. Esto refleja el potencial productivo de Vaca Muerta para cortar la importación de energía, abastecer el mercado local, el regional a través de Gasoductos y países de otros continentes a partir de la producción de LNG en el puerto de Bahía Blanca. Como comentaba al comienzo, entiendo que el Plan Gas 4 es el paso inicial de un proceso de acuerdos a los que se deben sumar el resto de las actividades que conforman la cadena de valor del gas natural.

El clima de negocios en Argentina seguramente mejorará en los próximos años. En el corto plazo, de la mano de las diferentes vacunas que están siendo desarrolladas exitosamente, recuperaremos una nueva normalidad post-pandemia. Y en Argentina, con el debido esfuerzo y compromiso interno, podremos avanzar en un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional que nos ayudará a normalizar la situación macroeconómica. Eso permitirá que paulatinamente comencemos a transitar un sendero de reactivación económica. En la medida en que sepamos sostenerlo, la confianza se irá recuperando y podremos atraer inversiones que impulsen el crecimiento a través del desarrollo de grandes proyectos. Nuestro país ofrece muchas oportunidades y debemos ser capaces de aprovecharlas. Con el desarrollo de Vaca Muerta, por ejemplo, ponemos en marcha una parte muy importante de la economía: no sólo implica seguridad de abastecimiento; implica poner en marcha toda una cadena de valor con múltiples obras de infraestructura, empleo y divisas. Somos capaces de hacerlo. Podemos perfectamente ser un país con un buen clima de negocios que permita atraer inversiones que potencien nuestro desarrollo, en la medida en que sentemos reglas claras, honremos nuestros compromisos y preservemos la calidad de nuestras instituciones. Depende de nosotros.

## MINDS OF ENGINEERS. PIONEERS AT HEART.

Wintershall y DEA se convierten en Wintershall Dea. Exploramos y producimos gas y petróleo – en todo el mundo. Responsable y eficientemente. Ahora avanzamos juntos. Somos pioneros de corazón, con 245 años de experiencia en ingeniería de excelencia.

[wintershalldea.com](http://wintershalldea.com)





Alberto González Santos  
Gerente General de Naturgy

El año 2020 ha sido especialmente complejo, como todos sabemos, en muchos aspectos: salud, relaciones sociales, empleo y actividad económica. Rescato, el que todos y cada uno, desde el lugar que ocupamos en la sociedad, hemos debido desarrollar un mayor sentido y conciencia en materias como la seguridad, comportamiento social y trabajo diario, profundizando aún más en la solidaridad con todos aquellos sectores y personas más afectadas por la pandemia.

En lo estrictamente empresarial creo que una vez más las empresas han tratado de sacar lo mejor de sus posibilidades para poder sostener la actividad, y en nuestro caso, sirviendo a la sociedad diariamente y atendiendo innumerables circunstancias particulares de miles de personas. Podemos decir que nos ha permitido también hacer más foco en la innovación, en el desarrollo nuevas herramientas y adoptando nuevas modalidades de trabajo. A pesar de todos los desafíos operativos y tecnológicos que debimos enfrentar por el COVID, el servicio se continuó brindando con normalidad, abasteciendo a todos los clientes residenciales, comerciales, industriales y estaciones GNC de la distribuidora, como así también la atención a nuestros clientes. En materia de Atención al cliente mejoramos, en tiempo record, las herramientas de comunicación y vinculación con nuestros clientes, para suplir por completo la atención presencial. Permitiendo de este modo, que nuestros clientes puedan realizar todas sus gestiones comerciales por medios digitales. Asimismo, nuestros equipos, que trabajan en la calle, continuaron con todas las operaciones domiciliarias y de conexión a la red, para aquellas familias o establecimientos que así lo solicitan y siempre garantizando las medidas de seguridad de nuestros equipos y clientes.

Estamos convencidos que en los finales de 2020 y comienzos de 2021, se va a encarar la sostenibilidad de las compañías distribuidoras de gas, ya sea a través de una asistencia económica inmediata, como así también una recomposición tarifaria en línea con lo anunciado por las autoridades. Recordemos que las tarifas están congeladas desde hace más de 18 meses.

La normalización definitiva permitirá continuar trabajando en forma sustentable y, por supuesto, continuar manteniendo el servicio de calidad que se brinda día a día. Seguiremos incorporando herramientas tecnológicas que permitan brindar mayores posibilidades de contacto y comunicación con nuestros clientes a través de la digitalización.

Sin duda alguna, el sector energético constituye un sector dinamizador de la economía, por su gran capacidad inversora, de generación de empleo, desarrollo de nuevas industrias, y por supuesto, mayor calidad de vida para la población.

Para ello, es esencial que se cumpla con los marcos jurídicos, que éstos sean previsibles, que haya estabilidad regulatoria, que los marcos laborales e impositivos también sean previsibles; todas estas condiciones son imprescindibles a la hora de incentivar inversiones. Sobre todo, en este sector, porque se trata de inversiones importantes y a largo plazo. Para ello entendemos también fundamental una comunicación transparente y de confianza entre los sectores público y privado.

En materia energética la Argentina enfrenta grandes retos que, desde los distintos sectores, están siendo abordados y que van a ser proyectos tractores para conseguir que las inversiones proyectadas terminen siendo una realidad.

Recientemente, con la aprobación del Plan Gas por parte del Gobierno, se dio un paso importante en pos de recuperar la caída de la producción del último año, que entendemos ayudará fuertemente a recuperar la misma. Igualmente, 2021 será un año de transición camino a que los productores de gas alcancen su producción a niveles pre pandémicos.


En el contexto actual, es importante mencionar que necesariamente el Plan Gas deberá llevar asociado una recomposición de los ingresos del resto de la cadena de gas. El papel que juegan las distribuidoras de gas como garantes de la operación, seguridad y expansión del suministro es esencial y debe preservarse.

Entendemos que un acontecimiento mundial, como lo ha sido la pandemia de Covid-19 ha traído desafíos excepcionales, que requirieron de medidas de igual tenor, a fin de poder hacer frente a la demanda en materia de salud, contención social y económica.

Estimamos que, superada la pandemia, sin dudas comenzará una etapa de recuperación, lo que, sumado a los diferentes acuerdos con los acreedores y el FMI, permitirían que estén dadas las condiciones para que se de la recuperación económica del país.



**Soluciones en generación, compresión,  
bombeo y manejo de fluidos**

 **TurbiGas**

**Solar Turbines**  
Authorized Representative

**LESER**  
The-Safety-Valve.com



Walter Lanosa  
CEO de Genneia

En 2020 pusimos en marcha un nuevo parque eólico en la ciudad de Necochea (Vientos de Necochea, de 38 MW) y nos encontramos finalizando nuestros tres últimos parques en construcción en la región de Chubut Norte, los cuales inyectarán otros 160 MW de energía limpia al sistema. Creemos y apostamos por el desarrollo sostenible de las energías renovables. Fue un año complejo. A los desafíos habituales que teníamos planificados, se le sumó la inesperada pandemia que todavía nos toca vivir. Genneia supo encararlos de manera exitosa, obteniendo resultados altamente satisfactorios. En cuanto al sector, éste enfrenta un panorama complicado; pero con un buen trabajo de coordinación público – privada, se pueden encontrar soluciones a corto plazo que permitan el crecimiento y el desarrollo de su cadena de valor.

Apuntamos siempre a la normalización del sector. Entendemos la lógica de la tarifa social, pero también sabemos que para garantizar un sector eléctrico sólido se requiere que las políticas de subsidio sean direccionadas adecuadamente para que el Tesoro Nacional deje de ser el principal pagador del sistema. Si se efectiviza el anuncio del gobierno para normalizar el esquema de tarifas, sin duda, se dará mayor estabilidad al sector energético en general.

Esto sumado a una estabilización de las variables macroeconómicas y al cumplimiento de los contratos suscriptos con CAMMESA, permitirán en un mediano plazo hacer que los precios de generación sean más bajos. Un círculo virtuoso que beneficiará a empresas y consumidores.

Confiamos que a partir del año próximo podamos volver tener un esquema de crecimiento. La oferta hoy se encuentra holgada debido a la caída en la actividad económica. Superados los efectos de la pandemia, la demanda energética tenderá a crecer. Será un año en donde no habrá tensiones entre oferta de generación y demanda eléctrica, pero es importante que el gobierno y los actores privados empecemos a definir de qué manera podemos generar mayor capacidad de transporte y nuevos proyectos de generación pensando en los años siguientes.

Nuestra expectativa es que Argentina pueda desarrollar efectivamente el potencial de los recursos naturales energéticos con los que cuenta. Para ello es necesario que haya estabilidad y reglas claras. Si logramos esto último, podremos aprovechar este fenómeno mundial de contar con abundante capital a un costo realmente bajo y así lograr tarifas más bajas.

La mayor parte del financiamiento que recibió GENNEIA en los últimos años provino de bancos de desarrollo internacionales, que observan con mucho cuidado las variables macroeconómicas e institucionales antes de aprobar un proyecto de financiamiento. No sólo alcanza con que la empresa haga bien las cosas, se necesita un contexto que ayude y acompañe al sector privado a invertir. Estamos convencidos que ese es el camino que tomará nuestro país.



Javier Gremes Cordero  
CEO PECOM

La pandemia fue claramente el principal protagonista durante 2020. El Covid-19 provocó una caída de demanda abrupta en el sector de oil y gas, que fue muy rápida a nivel país y a nivel mundial, con la consecuente disminución del nivel de actividad, con un fuerte impacto negativo tanto económico como financiero a todos los eslabones de la cadena del sector energético.

Creo que la pandemia, que todavía estamos transitando, marca nuevos rumbos. Claramente fue un año de aprendizaje para todos donde la resiliencia fue puesta a prueba de manera extraordinaria. Al mismo tiempo, fuimos ágiles en la toma de decisiones y logramos acelerar cambios tecnológicos para poder continuar trabajando, tanto desde casa como en los yacimientos, obras y plantas, de la forma más segura posible, y en un camino de búsqueda permanente de eficiencias para dar respuesta a las exigencias del mercado, sin perder de vista el largo plazo.

La digitalización de las operaciones ha pasado a ser una necesidad inmediata para dar respuesta a un mercado energético que necesita ganar competitividad para poder incrementar actividad, para esto hemos desarrollado nuestro Modelo de Operaciones Digitalmente Asistido (MOD@ Pecom).

Asimismo, fuimos muy firmes buscando ser cada día más eficientes en nuestra labor en operación y mantenimiento, ingeniería y construcciones, tratamientos y productos químicos, artificial lift, well testing y slick line, servicios medioambientales y soluciones eléctricas y electromecánicas para yacimientos y refinerías, y en el desarrollo de infraestructura para la generación (renovable y no renovable), transporte y distribución de energía eléctrica.

A pesar de las dificultades mayúsculas que enfrentamos, la respuesta de todos los colaboradores fue muy positiva, estando cada uno a la altura de las circunstancias.

**energía**  **humana**  
**en acción**<sup>TM</sup>

Nuestras expectativas están puestas sobre toda iniciativa que brinde señales claras y tenga el largo plazo como meta. Vaca Muerta sigue siendo una gran oportunidad para todos los argentinos, con pandemia o sin ella. En este contexto, ahora más que nunca son necesarias todas las políticas públicas que posibiliten poner en valor todo su potencial.

Es fundamental que el desarrollo de Vaca Muerta sea una política de Estado, que trascienda de las administraciones de turno. La posibilidad de generar dólares para el país es concreta.

Asimismo, tenemos que lograr que sea sustentable y beneficie a las generaciones presentes y futuras; y para esto hay que tener reglas claras y permanentes, previsibilidad para inversiones de largo plazo.

Vemos signos de recuperación de la actividad. Si bien todavía no se llegan a los registros prepandemia, son señales claras que la oferta y demanda energética continuarán en la senda lenta pero positiva, esperando alcanzar los niveles prepandemia para 2022.

Estamos convencidos del potencial de la Argentina y del interés del mundo sobre Vaca Muerta. También vemos que los especialistas en salud de todo el mundo están buscando muy activamente la solución al Covid-19, asunto que también repercutirá positivamente en el país.

A su vez, en todo el sector de Oil & Gas estamos procurando generar medidas creativas y cada vez más eficientes para acrecentar la actividad.

El Plan Gas que lanzó Nación y los proyectos de las administraciones provinciales para impulsar la recuperación terciaria de pozos son muy buena señales para el sector.

La creación de un marco regulatorio de incentivos para alentar la inversión en recuperación de pozos hidrocarbúricos de baja productividad o inactivos, es una gran oportunidad para empresas nacionales que tienen las condiciones necesarias para llevar adelante con éxito este tipo de tareas.

Como ya dije, esto será viable con reglas claras y permanentes, previsibilidad para inversiones de largo plazo.



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

**Energía que avanza para una Argentina más grande.**

# ¿Dónde vendemos el gas de Vaca Muerta?



Por Luis Alberto Giussani \*

El autor realiza un estudio de las perspectivas del gas de Vaca Muerta, del destino del shale gas, tanto en el mercado local como el internacional y las restricciones financieras y de infraestructura que impiden convertir al recurso en riqueza

En los últimos tiempos las principales noticias del sector refieren al Plan Gas 4 sin embargo en este caso nos centraremos en el midstream y la planificación de las obras que permitan el acceso a los distintos mercados potenciales y así dinamizar el desarrollo de Vaca Muerta

La correcta planificación es clave, ya que la Argentina enfrenta cuatro grandes restricciones para el desarrollo de sus recursos, 1) las restricciones financieras; 2) la limitada confianza de los inversores y de los potenciales clientes, que, a su vez, dificulta el acceso a los mercados financieros; 3) la existencia de regulaciones y subsidios que ocultan total o parcialmente las señales de precios del mercado; y 4) la necesidad de aumentar la producción de gas mientras las tarifas domiciliarias no alcanzan a cubrir la totalidad de los costos, generando a su vez erogaciones presupuestarias.

Por lo tanto, con el fin de optimizar el uso de los limitados recursos financieros, se deben planificar correctamente los pasos a seguir para maximizar el rendimiento del capital y el restablecimiento de la confianza potenciando su efecto multiplicador.

La logística del gas tiene costos significativos, siendo el transporte y la distribución caracterizados como monopolios naturales por lo que sus precios no son uniformes entre mercados, existiendo premios y castigos relevantes de acuerdo con el mercado de destino. Ante esta situación, resultaría natural que se abastezca primero al mercado más redituable, lo cual no siempre ha sido lo que ocurrió.

Si los precios fuesen libres, el gas más valioso y redituable para el productor sería el vendido localmente durante el invierno, ya que competiría y remplazaría a combustibles líquidos y al gas importado. Ese valor es el costo social del gas.

Sin embargo, el productor obtiene sólo parte de ese monto debido a que el precio está regulado y a que no se traslada el precio total de los combustibles líquidos sustitutos.

También es necesario mencionar que, en este momento, una tarifa domiciliaria de gas que incorpore el costo

total del gas importado o de electricidad que incorpore el costo de los combustibles líquidos, sería socialmente inviable.

A nivel local, regional y global desde la formación de Vaca Muerta, cuenca neuquina, se podrá acceder a los mercados que se detallará. Los mismos ofrecen volúmenes de demanda totalmente distintos, implicando también diferentes precios de net back. También se debe mencionar que existe infraestructura sub utilizada o no utilizada. No obstante ello se deberán hacer inversiones para resolver los obstáculos que mencionaremos.

El mercado argentino es el que podría ofrecer un mayor valor para el gas natural, ya que se remplazarían onerosas importaciones y se sustituirían combustibles líquidos.

Se necesita un nuevo gasoducto troncal desde Tratayén, Vaca Muerta, a la zona central que pase por Saliqueló. El trazado debe pasar por allí para unirse con el gasoducto NEUBA II. Esto es crucial para: i) realizar la inversión en dos etapas; ii) para otorgar más flexibilidad al transporte; y iii) para utilizar la capacidad disponible, desde que se dejó de utilizar el barco regasificador en Bahía Blanca.

También se debe continuar con la puesta en marcha de los proyectos para el almacenamiento subterráneo de gas. Debemos dar los pasos en la secuencia correcta, ya que será muy difícil pensar en ganar mercados externos en firme si aún no se puede cubrir la demanda interna.

Con un nuevo gasoducto troncal se podría:

Reemplazar a los combustibles líquidos usados en generación, lo cual podría significar una demanda adicional de 2 millones m<sup>3</sup>/día.

Sustituir al GNL importado, el cual alcanzó los 3,7 millones m<sup>3</sup>/día en 2019 pero fue significativamente mayor en 2017 cuando alcanzó los 13 millones m<sup>3</sup>/día.

Desplazar al gas natural importado desde Bolivia cuyo contrato vencerá en 2026, el que alcanzó los 13,8 millones m<sup>3</sup>/día en 2019 y llegó a los 18 millones m<sup>3</sup>/día en 2017. Esta obra posibilitará mejorar la capacidad de negociación si fuera necesario o se tomará la decisión política de seguir importando desde el norte.

El nuevo gasoducto troncal y la disponibilidad de gas adicional, permitirá el incremento de la conexión de usuarios, principalmente gracias al gasoducto del noreste que podría representar una demanda adicional de unos 4,0 millones m<sup>3</sup>/día.

La disponibilidad de mayores volúmenes de gas también permitiría incrementar su uso como insumo para fertilizantes, ya que Profertil, empresa conjunta de YPF y Nutrien, ha anunciado el proyecto de duplicar la ca-

pacidad de producción de urea. Este proyecto implicaría una demanda adicional de entre 2,5 y 3 millones m<sup>3</sup>/día. Este es un ejemplo concreto de la necesidad de que el nuevo gasoducto troncal se conecte con los existentes en Saliqueló, ya que, si el nuevo gasoducto troncal no se conectara con el Neuba II, el incremento del consumo de las zonas intermedias, como Bahía Blanca, quitaría capacidad de transporte a Buenos Aires.

El incremento de la producción de VM y el mayor contenido de gases ricos permitiría ampliar la capacidad de la compañía MEGA incrementando la producción de etano, propano, butano y gasolina natural, usados como insumos o exportados desde el polo petroquímico de Bahía Blanca. Esto posibilitaría una posible demanda adicional de 2,0 millones m<sup>3</sup>/día de gas equivalente.

La demanda de GNC, hoy en retroceso, también podría incrementarse desde los 6,7 millones m<sup>3</sup>/día gracias a la extensión de la red y a su precio competitivo del GNC. Una característica del mercado del GNC es su estabilidad a lo largo del año, característica muy conveniente para el productor, el transportista y el distribuidor.

Otro mercado que se podrá desarrollar es el gas para transporte pesado.

Actualmente se utilizan tres tecnologías de gases vehiculares en el país: 1) el Gas Natural Comprimido (GNC) de uso generalizado en vehículos livianos; 2) el Gas Licuado de Petróleo (GLP), combustible más caro que el gas natural pero más económico que la nafta, y por lo tanto con uso poco difundido en zonas del país adonde no llegan gasoductos, como Misiones Corrientes y Formosa; y 3) el Gas Natural Licuado (GNL) que mediante la criogénesis reduce su volumen por un factor de 600, posibilitando su almacenamiento a bajas presiones, disminuyendo el peso de los tanques y, de esta manera, posibilitando su uso en vehículos pesados.

Su uso vehicular ya ha comenzado en Argentina por algunas empresas como Buquebús y la flota de camiones para la central de Anchoris.

Su bajo peso y gran autonomía podría permitir su uso en camiones que recorran largas distancias, sin embargo, al igual que con el GNC habrá que desarrollar una red de carga acorde.

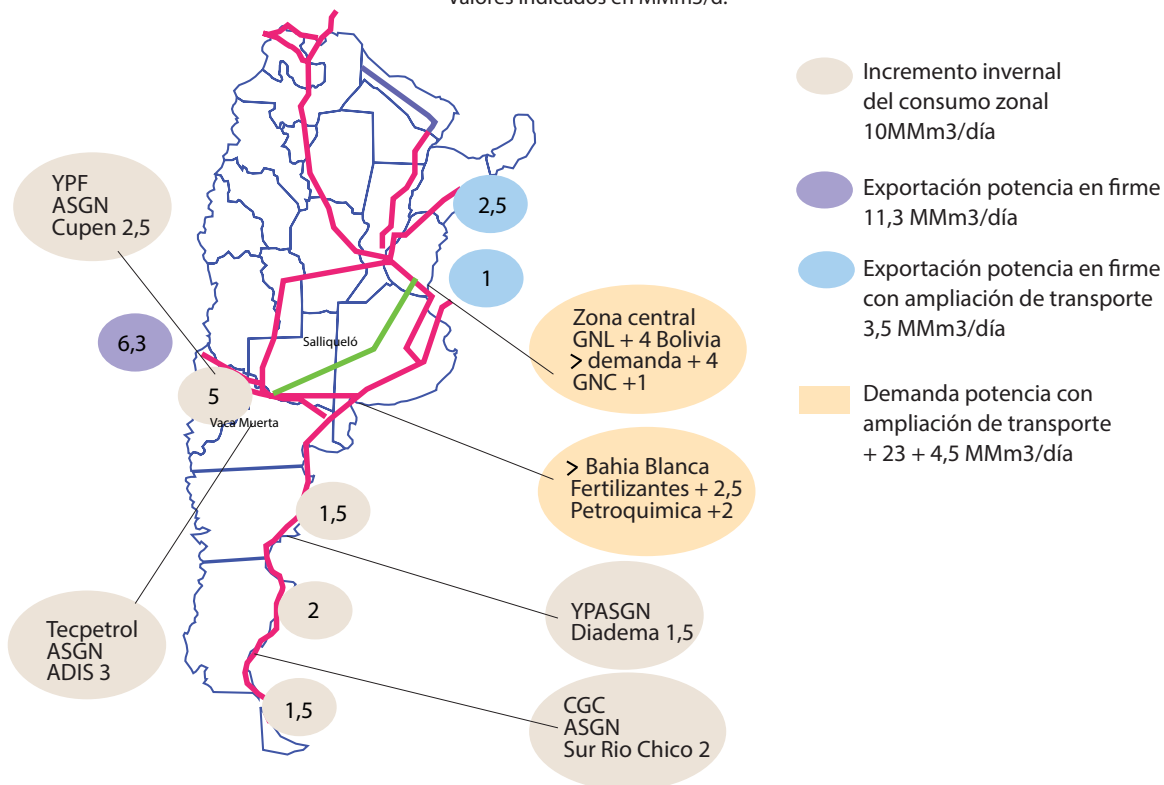
#### Desarrollo de mercados internacionales

Como se mencionó previamente, aquí la ampliación de mercados se enfrenta a restricciones financieras y de confianza, por lo tanto, lo más eficiente será ir ganando mercados con la infraestructura disponible restableciendo la credibilidad.

Argentina cuenta con gasoductos de exportación a Chile, Uruguay y Brasil, países a los que en el pasado

## Mercados para Vaca Muerta

Valores indicados en MMm3/d.



unilateralmente se les dejó de vender. Sin embargo, estas operaciones se están restableciendo.

La exportación a Uruguay no implica más infraestructura que la necesaria para abastecer una mayor demanda en la región de Buenos Aires.

Sería natural suministrar GN a Uruguay, un mercado pequeño unido mediante dos gasoductos, donde el gas brinda soporte para los períodos de baja generación eólica y escaso caudal en los ríos, este mercado podría implicar una demanda de 1 o 2 millones m<sup>3</sup>/día.

Chile es el mercado externo que en lo inmediato ofrece las mejores oportunidades. Analizaremos independiente la exportación a las zonas central, austral y norte del país.

La exportación a Chile por los gasoductos centrales ofrece ventajas a ambas partes: para la Argentina es un mercado al que puede acceder con infraestructura en gran medida disponible, y a Chile le permitiría una baja en los costos debido a que se evita la licuefacción y posterior regasificación. En esta zona hay dos gasoductos de exportación: Gasoducto del Pacífico que parte desde Loma La Lata y Gasandes, que parte desde el Gasoducto Centro Oeste en Mendoza. Éste último compite con la planta de regasificación de Quinteros en Chile.

¿Qué nos falta para ser el proveedor de todo el gas de la región Central de Chile?

Una de las claves, además de incrementar la producción, es el desarrollo de nuevos proyectos de almacenamiento subterráneo de gas natural (ASGN), con el fin de poder abastecer en firme a dicho mercado. ¿Por qué son tan importantes los ASGN? Porque permiten estabilizar la demanda del período invernal con el resto de los meses y abastecer los gasoductos zonales evitando la utilización de gas inyectado a los gasoductos troncales. Por ejemplo, desde ASGN en la cuenca Neuquina, se podría abastecer al incremento invernal en el consumo de la zona de 5 millones m<sup>3</sup>/día y a los gasoductos de exportación a Chile por 6,3 millones m<sup>3</sup>/día.

En ese aspecto, es auspicioso lo que están haciendo las empresas YPF y TECPETROL. La primera con el proyecto en desarrollo desde 2019 del ASGN de Cupén en Neuquén, conectado al Gasoducto Cordillerano y al NEUBA I con una capacidad de entrega en período invernal de 2,5 millones m<sup>3</sup>/día. En el caso de TECPETROL con el proyecto de Aguada del Indio Sur, en Río Negro, Cuenca Neuquina con una capacidad de 3 millones m<sup>3</sup>/día. Dicho en otras palabras, están en marcha obras de

almacenamiento que permitirían cubrir el incremento de las demandas zonales en época invernal o la exportación desde la cuenca, pero no ambas.

En la zona austral de Punta Arenas, la empresa Methanex tiene una gran demanda de GN que no alcanza a ser abastecida por la producción chilena del Estrecho de Magallanes. Con el fin de abastecer a dicha planta, existen cinco gasoductos de exportación desde Tierra del Fuego y desde Santa Cruz. Lo mismo que para el caso de la zona central, contando con ASGN se podrían realizar exportaciones en firme por 5 millones m<sup>3</sup>/día. Por otra parte, la fuerte demanda invernal en la zona de Tierra del Fuego, Santa Cruz y Chubut requeriría de ASGN que permitan cubrir 5 millones m<sup>3</sup>/día adicionales durante los meses invernales.

Nuevamente se deben mencionar los emprendimientos realizados por YPF y CGC. La primera en Diadema, a 30 Km de Comodoro Rivadavia, en operación desde 2001 con 1,5 millones m<sup>3</sup>/día de capacidad invernal, y el ASGN Sur Río Chico a 20 Km de Río Gallegos en desarrollo desde 2019 por CGC con una capacidad de 2 millones m<sup>3</sup>/día. Al igual que sucede en la cuenca neuquina estos proyectos permiten una operación más eficiente en los gasoductos troncales, pero son aún insuficientes para cubrir toda la demanda local y de exportación.

La exportación a Chile por medio de los gasoductos del norte no podría tener el mismo dinamismo a corto plazo debido al decaimiento de la cuenca del Noroeste (y también de Bolivia) además de su lejanía con la cuenca neuquina. En cuanto a la exportación a Brasil, la misma puede realizarse actualmente por medio del gasoducto de Uruguayana, para abastecer una central térmica, hoy en manos de la empresa argentina SAESA, la que posibilitará una demanda adicional de 2,5 millones m<sup>3</sup>/día.

En los últimos tiempos se ha escrito mucho sobre el proyecto de un nuevo gasoducto a Porto Alegre. Si este proyecto contase con apoyo concreto por parte de las autoridades y empresas de Brasil sería una gran noticia, sin embargo, es poco probable que en el corto plazo se reciba un firme apoyo monetario desde el país vecino. Brasil está desregulando el mercado de gas y Petrobras está realizando desinversiones en el sector. El mercado desregulado traerá mayor competencia entre productores y consumidores, y difícilmente se consiga financiamiento para una obra de tal magnitud sin contratos firmes de venta. Además, existe potencial competencia de los volúmenes de gas natural que se quema o se re inyecta en los yacimientos. Para el mes de septiembre de 2020 en Brasil la quema alcanzó un volumen de 3,5 millones de m<sup>3</sup>/día y la reinyección de 55 millones de m<sup>3</sup>/día, esto es equivalente a más del 40% de la producción argentina,

con el agravante de que las proyecciones brasileñas son de un fuerte aumento en la producción de gas asociado en los campos off shore pre sal.

Luego de la construcción de un nuevo gasoducto troncal y de haber abastecido por medio de los gasoductos de exportación existentes al mercado regional, se podría evaluar la conveniencia de realizar exportaciones por medio de GNL. Se indica a éste, como el último mercado porque es altamente competitivo y tiene un bajo net back debido a la necesidad de descontar los costos de la licuefacción. Para la exportación por medio de GNL, se podría pensar primero en alcanzar un acuerdo comercial y realizar la operación por medio de la planta de regasificación de Quintero, ya que existe un gasoducto que la une y cuenta con instalaciones de embarque y almacenamiento. La reconversión de plantas de regasificación a licuefacción ha sido realizada en USA y se debe estudiar su conveniencia.

La experiencia de la exportación mediante una barcaza desde el puerto de Bahía Blanca por el momento no ha arrojado buenos números debido al mencionado bajo net back. Por ese motivo no parece factible la exportación de GNL desde Tierra del Fuego, que ya cuenta con capacidad de transporte y mercados que ofrecen un net back superior al que ofrecería el GNL. También se descarta el proyecto, algunas veces mencionado, de exportar gas a Paraguay, debido a que las temperaturas de este país no ameritan su uso para calefacción y además es el mayor exportador del mundo de energía hidroeléctrica, por lo tanto, no tiene sentido que instale plantas de generación térmica.

Como conclusión, los costos logísticos del transporte y la distribución del gas natural implican un net back mayor en los mercados locales y regionales que el obtenido mediante la exportación de GNL. Repasando la historia, en 1977 se descubría el mayor yacimiento de gas del país, Loma La Lata, y en 1988 se inauguraba el gasoducto NEUBA II que lo conecta con Buenos Aires, cambiando para siempre la matriz energética del país. En abril de 2011 se publica el informe que coloca a la formación Vaca Muerta como una de las más promisorias a nivel mundial.

Sería deseable que 11 años después de ese evento estemos inaugurando un nuevo gasoducto troncal, con el fin de reforzar el suministro del hidrocarburo más ecológico y económico. Debemos realizar la infraestructura necesaria para fortalecernos en estos mercados mientras se continúa ganando eficiencia en la extracción.

\* Director de Registro, Análisis y Proyecciones.  
INDEC

# Los biocombustibles como paradigma de transición limpia



Por Agustín Torroba \*

Torroba desarrolla una hipótesis de candente actualidad: la influencia de la calidad del aire en la pandemia de Covid-19. Propone aprovechar las ventajas competitivas de la Argentina en materia de biocombustibles para reducir los gases de efecto invernadero.

De acuerdo con el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático el 14% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEIs) provienen del sector del transporte, fuertemente asociado a los combustibles líquidos. Adicionalmente, en Latinoamérica, más de 100 millones de personas viven en zonas urbanas con mala calidad del aire.

Fundamentada en la mejora de la calidad del aire y la reducción de GEIs, el mundo está avanzando en nuevos paradigmas de movilidad vehicular. En tal sentido, nuevas tecnologías, como la movilidad eléctrica o el hidrógeno, serían rupturas en el paradigma de movilidad actual, basado en la combustión interna (ciclo Otto y ciclo Diesel).

Asimismo, existen innovaciones de movilidad, que representan una mejora, tanto en término de emisiones como de calidad del aire, pero no llegan a romper con el paradigma actual de movilidad. En tal sentido, existen vehículos híbridos, híbridos enchufables, vehículos con GNC, GNL y biocombustibles, entre otros.

Estas alternativas, son transiciones, generalmente más limpias, que surgen como respuesta a que los cambios en los paradigmas de movilidad podrían tardar demasiado tiempo en implementarse dadas las urgencias de reducción de emisiones. En particular, los biocombustibles en la Argentina ya son una realidad, con mezclas obligatorias del 10 % para el biodiesel en gasoil y el 12 % para el bioetanol en naftas.

Además de mostrar contundentes reducciones en los gases de efecto invernadero, la buena planificación en el uso de biocombustibles puede mejorar la calidad del aire, especialmente en las zonas de alta densidad urbana. Este último punto cobra especial relevancia a partir de dos estudios, uno de un grupo de universidades italianas que hallaron que “El elevado nivel de polución en el norte de Italia debe ser considerado un cofactor adicional del elevado nivel de letalidad (en referencia al COVID 19) registrado en dicha área”.

En forma adicional, un grupo de investigadores de Harvard encontraron evidencias de que el “Incremento de partículas PM 2.5 está asociada a un incremento en la tasa de letalidad del COVID 19”. Estos estudios vinculan la mala calidad del aire a un incremento en la letalidad



del COVID 19, elemento que debe ser tenido en cuenta por los tomadores de decisiones.

La producción y consumo de biocombustibles líquidos han tenido un destacado crecimiento en los últimos veinte años. En particular la producción de biodiesel y bioetanol, en forma conjunta, crecieron un 928% entre el año 2000 y el 2019. En la última década, la producción de biodiesel muestra un aumento acumulado del 140% mientras que el bioetanol, desde un valor base más elevado, creció un 31%.

En la rápida expansión del consumo de biocombustibles, han jugado un rol preponderante las políticas de mandatos de uso de estos, registrándose en 2019 un total 53 países en el mundo con mandatos de bioetanol y 43 con cortes obligatorios de biodiesel.

Argentina se encuentra en el podio de los cinco países que más bioetanol y biodiesel utilizan porcentualmente en su matriz de combustibles líquidos. El país cuenta además, con un gran potencial de materia primas (es el primer exportador mundial de aceite de soja y el segundo de maíz) para agro industrializar en formato de biocombustibles.

Una opción adicional a los mercados de mandato que merece la pena ser evaluada, es el desarrollo masivo de biocombustibles en estado puro. En tal sentido, el desarrollo y ampliación de las cadenas de valor existente permitirían ampliar la competencia en el mercado de los combustibles. De esta manera, el consumidor podría optar entre naftas, bioetanol y GNC ó gasoil, biodiesel o el

naciente GNL.

Considerando que los precios de los combustibles se forman a paridad de importación más el transporte hacia el interior, ello podría impulsar el desarrollo de mercados regionales de biocombustibles fuertemente competitivos que usufructúen la “renta de localización”. Por ejemplo, el norte del país, donde la cuenca petrolera se encuentra con elevados niveles de madurez y en plena declinación, sería totalmente factible desarrollar un mercado de bioetanol a partir de caña de azúcar, evitando el costoso traslado de naftas por camión desde refinería o importaciones a puertos ubicados a más de 1000 kilómetros de distancia. De manera similar, se pueden formar mercados en enclaves regionales para el bioetanol de maíz y el biodiésel.

Un plan exitoso que logre masificar el uso de los biocombustibles, no solo va a ser favorable en términos ambientales y de calidad del aire, sino que también permitirá generar valor agregado, diversificar la producción, ampliar cadenas de valor asociadas a la producción de biocombustibles (coproductos como la glicerina, burlanda, bioelectricidad, etc.), sino que además será positivo para el consumidor al tener mayor cantidad de productos para consumir, a la vez que se reducen importaciones de combustibles fósiles.

\* Mg

# 2020, El año para olvidar



Por Alejandro Einstoss \*



Por Julián Rojo \*

Para Einstoss y Rojo, el sector energético, por la pandemia, atravesó el peor año y aún no logra recuperarse. Estiman que el 2021 no alcanzará los niveles de consumo de 2019 y remarcan que el nivel tarifario coloca en delicado equilibrio económico financiero a las distribuidoras y a toda la cadena energética.

El sector energético argentino ha transcurrido un año para el olvido debido a la influencia de eventos propios y ajenos al gobierno.

Dentro de los primeros se puede destacar el paso de dos Secretarios de Energía que no pudieron decidir rápidamente con argumentos técnicos sobre algunas cuestiones fundamentales como la política hidrocarburífera, los biocombustibles, las tarifas de gas natural y energía eléctrica y el contrato de abastecimiento de gas natural con Bolivia entre otros.

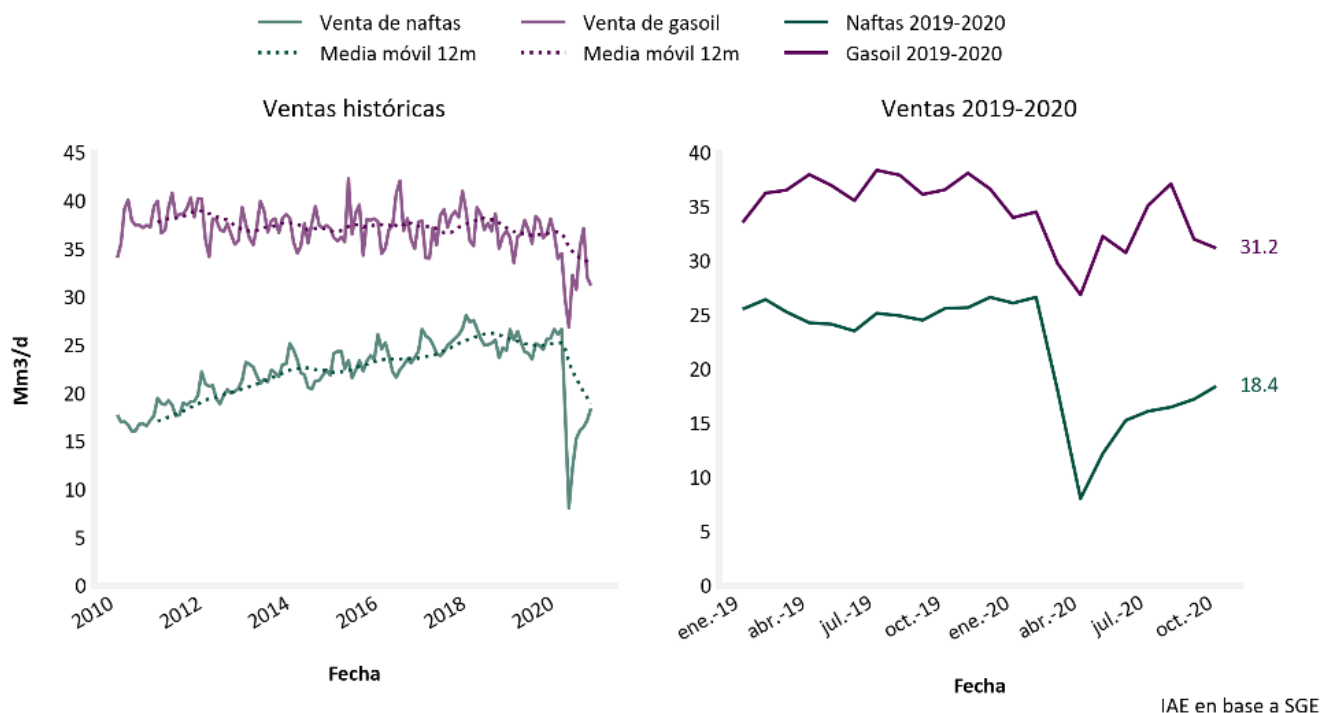
Cabe recordar que a un año de asumir el gobierno no existe política energética y/o tarifaria que haya sido determinada con claridad, explicada a la sociedad e implementada de forma plena, tampoco se conoce un Plan en

este área.

Entre los eventos ajenos se hace referencia, naturalmente, a los efectos que la pandemia del Covid-19 tuvieron en toda la actividad económica y el comercio doméstico e internacional. Esto fue acompañado, ya como factor propio a las decisiones del gobierno, por una extensión del Asilamiento Social y Preventivo Obligatorio (ASPO) en todo el territorio nacional que ha potenciado los efectos en la dinámica industrial y comercial.

El enorme desafío que implica enfrentar una pandemia en pleno Siglo XXI expuso un preocupante vacío de ideas de política energética (entre otras) que existe en el país y que se expresa de manera inmediata a través de la manifiesta confusión entre problemas coyunturales y

## Ventas de combustibles 2010-Hoy | Mm3/d



estructurales del sector. Es decir, revela que los diferentes niveles de gobierno no hacen en principio buenas lecturas y toman decisiones con costos futuros sin diagnósticos precisos.

Para poner en contexto la situación actual del sector energético es importante observar los principales datos públicos y disponibles de oferta, demanda y situación tarifaria que tienen como última información al mes de octubre de 2020. A su vez, es importante diferenciar la situación con y sin pandemia en los últimos 10 meses.

### La demanda

El escenario para la demanda es complejo: se estima que el PBI argentino caerá 11.8% en 2020 según las proyecciones del FMI y que se recuperará solo 4.9% en 2021. Además se espera que exista una pérdida considerable en el salario real de los trabajadores.

Se espera también que tanto el PBI como los salarios y los ingresos industriales se recuperen sin volver a niveles de 2019 de lo cual se desprende que es esperable un nivel de demanda energética con una moderada recuperación en 2021 y 2022.

Debido a la pandemia, la demanda energética ha tenido un comportamiento disímil entre sus principales categorías que ha derivado en un cambio, al menos temporal, de las características de consumo de la sociedad.

Por ejemplo, la implementación del ASPO y del Distanciamiento Social Preventivo y Obligatorio (DISPO)

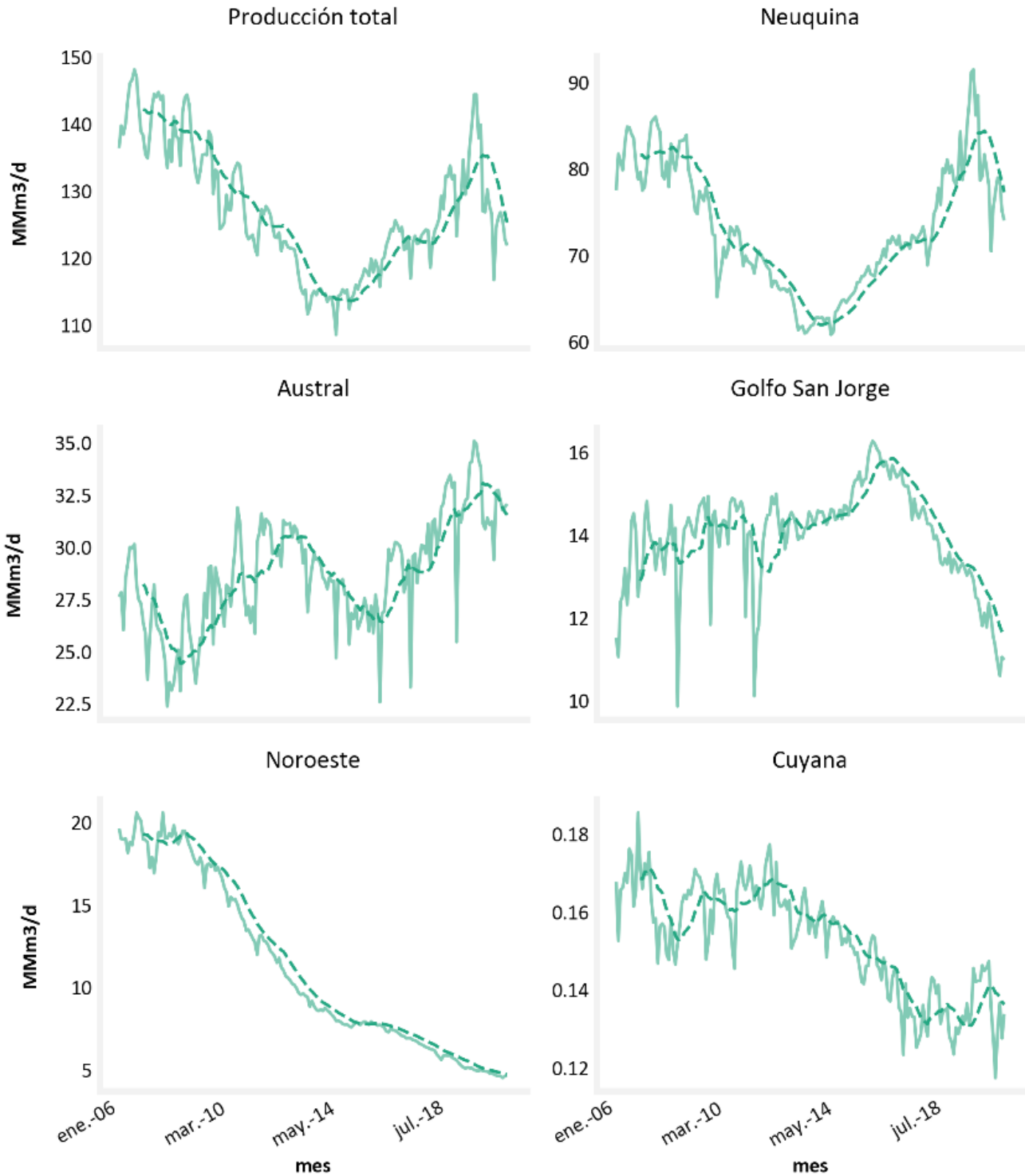
han logrado incrementar la demanda residencial de energía eléctrica y de gas natural, marcadamente visible en el periodo de invierno, por mayor intensidad de los hogares, aunque ha reducido el consumo de combustibles líquidos que típicamente se utilizan para actividades personales o relacionadas a la dinámica hogareña. Este último es el caso de la nafta ultra y nafta súper, utilizada para el funcionamiento de los autos particulares que se encuentra en un nivel 30% inferior respecto a octubre de 2019, y 40% inferior en los meses acumulados de cuarentena respecto a igual periodo de 2019.

Por otra parte, la actividad relacionada a la industria o el comercio presenta durante los meses de cuarentena una reducción en el consumo de gas natural y de energía eléctrica que correlaciona bien con la caída en la actividad económica. En este sentido, la demanda de gas natural de comercios e industrias ha sido un 18% y 12% inferior durante la cuarentena respectivamente en comparación con iguales meses de 2019, mientras que la demanda de energía eléctrica de las categorías comercial e industrial es 9% y 16% inferior en el mismo periodo.

A pesar del cambio en el consumo de hogares e industrias, el consumo total de gas natural y energía eléctrica cae alrededor de 9% y 4% respectivamente durante los meses de cuarentena respecto a igual periodo de 2019. Esto se debe a que el aumento en las demandas residenciales han amortiguado un poco la caída total impulsada

## Producción de Gas Natural | 2006-Hoy | MMm3/d

— producción mensual    - - - media móvil 12m



IAE en base a SGE

por la baja en los consumos industriales y comerciales.

### La oferta

Por el lado de la oferta se pueden observar caídas marcadas en línea tanto con la disminución de la demanda como en los límites operativos del ASPO y DISPO en el sector.

Los últimos datos del Informe de Tendencias del IAE Mosconi indican que la producción de petróleo se redujo 8% en octubre de 2020 respecto a octubre de 2019 y acumula, en los meses de cuarentena, una reducción del 8.5% respecto a iguales meses de 2019. Sin embargo, la producción no convencional aumentó 10% respecto a octubre de 2019 y mantiene una tasa de crecimiento anual del 26%.

La producción de gas natural ha tenido una disminución del 13% en octubre de 2020 respecto a igual mes de 2019 mientras que en los meses acumulados de cuarentena es 11% inferior a igual periodo de 2019. Esto muestra que la oferta tuvo una variación levemente superior a la caída en la demanda que resultó en un aumento de las importaciones de Bolivia y GNL.

### El problema tarifario

En febrero de 2021 las tarifas de gas natural y energía eléctrica bajo jurisdicción nacional van a cumplir dos años de congelamiento. En la actualidad, la cobertura promedio del precio, o costo, de oferta del 50% mientras las Distribuidoras conviven con una inflación superior al 40% anual y una devaluación acumulada del Peso Argentino por encima del 120% al tipo de cambio oficial. Esta situación es insostenible porque deteriora de manera significativa el equilibrio económico-financiero de las Distribuidoras, reduce el volumen de negocios y anula cualquier intento de mejora y mantenimiento de las redes de distribución.

La contracara fiscal del congelamiento tarifario es una masa de subsidios del Tesoro Nacional que ha crecido 100% entre 2019 y 2020 y suma anualmente, a octubre de 2020, alrededor de USD 5.100 millones de los cuales más del 70% son destinados CAMMESA para la cobertura de la brecha entre el precio que paga la demanda y el costo de generación eléctrica. A pesar de esta situación, las deudas de las Distribuidoras con CAMMESA han tenido un crecimiento notable en el último año.

Un párrafo aparte es la implementación reciente del Plan Gas 4 que destinará, según proyecciones oficiales, USD 1.490 millones en 2021 mientras que en la actualidad el único Plan de Promoción al Gas es la Resolución 46 que destinó USD sólo 350 millones a octubre de 2020.

El gobierno ha anunciado la intención de comenzar a pensar en descongelar las tarifas a partir de marzo o abril del 2021. El problema radica en que, dados los efectos del Covid-19 y la demora en actualizar en tiempos sin pandemia, el margen para aumentos acordes a la inflación o que mantengan la relación subsidios/PBI es realmente pequeño: se espera que el 50% de la población se encuentre debajo de la línea de pobreza, que se alcance una tasa de desocupación cercana al 15%, que se reduzcan los salarios reales de los trabajadores, que la inflación se mantenga en niveles elevados, que las industrias y comercios no recuperen los niveles de actividad e ingresos previos a la pandemia y que el déficit fiscal sea del 4.5% del PBI con una gran parte financiada con emisión monetaria.

Todo esto en el marco de un año electoral y con un potencial acuerdo de deuda con el FMI a la brevedad.

### Síntesis

Los datos muestran que el sector energético casi en su totalidad está en caída y aún no logra recuperarse del cimbronazo del Covid-19 y nuestra cuarentena eterna. Por otra parte, los bajos niveles de demanda y los pronósticos de recuperación parcial de la actividad en 2021 indican que difícilmente se vuelvan a observar niveles de consumo similares a los del año 2019.

Existe un problema tarifario evidente que pone contra las cuerdas el equilibrio económico-financiero de las distribuidoras de gas natural y energía eléctrica, pero también a toda la economía energética.

Parte de éste se explica por la falta de actualización de las tarifas desde el primer trimestre 2019, otra parte también por la manifiesta imposibilidad de instrumentar aumentos debido a la situación socioeconómica que transita Argentina y por último por la disponibilidad de fondos para subsidios energéticos que impacta en las cuentas públicas ya muy deterioradas. Estas tres restricciones concretas acotan el margen a decisiones facilistas.

\* Alejandro Einstoss Economista Profesor UBA  
Director del Centro de Estudios de Regulación - UB

\* Julián Rojo Economista especialista en energía.  
Director del Departamento Técnico del Instituto  
Argentino de la Energía "General Mosconi"

**SABEMOS QUE NECESITAMOS ENERGÍA  
PARA CRECER. POR ESO, EXPLORAMOS  
Y DESARROLLAMOS NUEVOS RECURSOS  
PARA NUESTRO PAÍS.**



Usamos la innovación y la tecnología para operar de manera responsable, contribuyendo al desarrollo de la comunidad y limitando los impactos en el medio ambiente.



# Un año difícil, un horizonte posible



Por Oscar Dores \*

En 2020, el mundo atravesó el peor ciclo de los últimos tiempos. En materia energética, no obstante, se vislumbra un progreso posible a partir de las obras del GNEA. El desafío es planificar con una mirada integradora que abarque a todo el país.

Este año ha presentado enormes y complejos desafíos a toda la sociedad. A nivel sanitario, económico y, también, social. Con el tiempo, posiblemente, este 2020 sea recordado como el año de la Pandemia, un ciclo en el que el aislamiento y el distanciamiento atravesaron a casi todos los países del mundo.

En este marco, estos doce meses fueron totalmente diferentes y complejos para desarrollar políticas públicas más allá de las urgencias en cuanto a salubridad y a asistencia a los sectores más vulnerables.

Sin embargo, se retomó una obra trascendental en materia de infraestructura energética, el Gasoducto del Noreste Argentino, el GNEA.

En distintas ocasiones, hemos hablado de la importancia de la planificación energética y de pensar el país más allá de la centralidad de Buenos Aires. Es decir, pensar el país como una gran sociedad que puede integrarse en diferentes aspectos y lograr complementarse a partir de las riquezas que tiene cada región.

En este sentido y siguiendo lo que alguna vez se hizo en transporte vial y ferroviario, hemos abogado por que se completara la red eléctrica de interconexión nacional en alta tensión, tal como se planeó en los '80s desde empresas como Agua y Energía, que tenía una visión integradora del país.

Esta red federal se concluyó exitosamente en la década pasada y, hoy, el sistema eléctrico tiene una robustez que permite un desarrollo equilibrado en todo el país. Ese mismo desarrollo es el que buscamos, ahora, para otro servicio esencial, como lo es el de gas natural por redes.

## Una obra imprescindible

El sistema troncal de la red de gas natural por redes de Argentina tiene las mismas falencias que tenía la de interconexión eléctrica en alta tensión hace algunos años, y hay provincias a las que no llega, como Formosa, Misiones o Corrientes. Sin embargo, el GNEA puede revertir esto, como el Plan Federal de Transporte lo hizo con la energía eléctrica.

El año pasado y gracias al GNEA, Gasnea concretó la llegada del servicio de gas natural, por primera vez, a una de las cuatro provincias que no contaban con acceso al gas por red: Chaco.

Hoy, se está avanzando en las obras para que el GNEA

llegue también a Formosa. Este tipo de emprendimientos vienen a reparar una postergación de años.

Pensar en que, en estas provincias, no es necesario tener una red troncal de gas natural porque hace calor es una falacia. El gas natural no se usa sólo para calefacción, es un recurso clave para mejorar la calidad de los residenciales y fundamental para un mejor desarrollo industrial. Pero, más allá de esto, es un derecho de todos los ciudadanos gozar de los mismos recursos de los que goza el resto del país.

Es un recurso limpio y más económico, en suma, el gas natural por red es sinónimo de progreso.

Hoy, la provincia de Chaco está empezando a contar con los mismos recursos que tienen otras provincias para su desarrollo industrial y sus ciudadanos, poco a poco, tendrán las mismas chances que otros de tener una cocina, un calefón o una estufa a gas natural. Tan simple como eso y, a la vez, tan complejo y lejano. Simple para el que lo tiene, complejo para el que hace la obra, lejano para el que no lo tiene.

Seguramente, pronto, Formosa podrá sumarse al grupo de provincias que cuentan con gas natural por red. Faltarán Corrientes y Misiones. Aunque en Corrientes, aun sin la llegada del gasoducto troncal del GNEA, Gasnea avanzó en la habilitación del servicio de gas natural por red en las localidades de Curuzú Cuatiá, Paso de los Libres, Mercedes y próximamente lo hará en Monte Caseros.

Creemos que estas obras son indispensables para el NEA e, incluso, para abrir la posibilidad de una integración energética regional, con una interconexión con Brasil y Uruguay, como ya existe con Chile y Bolivia, logrando un bloque de cinco países interconectados en materia gasífera.

#### Políticas de Estado

Así como es una falacia pensar en que las zonas cálidas no necesitan de un tendido de gas por redes, también,

es un error someter la planificación energética de un país al comportamiento del mercado. ¿Quién pondría una fábrica electrointensiva en una provincia cuyo servicio eléctrico no es sólido y confiable? En la respuesta van a encontrar los fundamentos de porqué es un error anteponer las lógicas de mercado a las lógicas sociales. Pero, aún más, los servicios públicos no son una mercancía más. Los servicios públicos, y más los esenciales, son recursos indispensables para que los ciudadanos logren una mejor calidad de vida y las industrias puedan competir en igualdad de condiciones dentro de las normas de mercado. Ese mismo mercado que, hoy, les niega un recurso básico.

Si en una provincia, no hay fábricas electrointensivas es porque no hay servicio eléctrico que lo permita, nunca al revés. El día en que las industrias del NEA puedan abastecerse de gas natural para mejorar su producción y crecer en desarrollo, lo van a hacer.

Esta es la visión que debe primar. El Estado debe tener una visión superadora, una política integradora, y una premisa federal para construir un mejor país para todos.

\* Presidente de Gasnea



# 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

**Hytera**

Respond & Achieve

*Soluciones integrales para  
necesidades puntuales!*



**Grupo Intepla y Asociados ofrece servicios  
y provisión integral de sistemas de Telecomunicaciones  
en Voz, Datos, Telemetría y Telesupervisión.**

Tecnologías de avanzada para los usos más exigentes en todos  
los campos, adecuados a cada necesidad

GRUPO INTEPLA Y ASOCIADOS ofrece servicio técnico en todo el país  
con presencia permanente en Neuquén, Comodoro,  
Bahía Blanca, Mar del Plata, Tandil, La Plata, Buenos Aires, Mendoza,  
San Juan, Salta, Tucumán, Jujuy, Catamarca y Córdoba.-

Somos especialistas en protocolos ATEX, UL y normas MIL  
con más de 1700 equipos sobre otras redes.

Nos adaptamos a todas las necesidades sin límite en el volumen  
de las operatorias requeridas

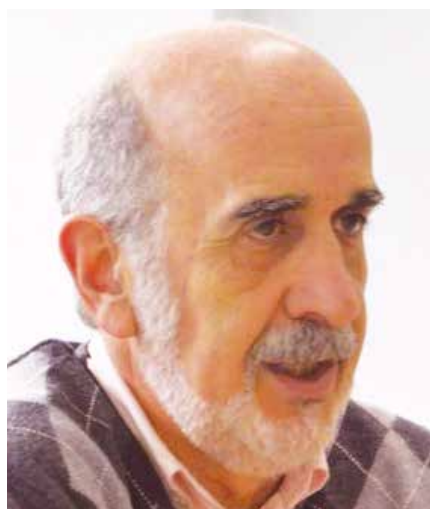
Consultas y diseños de anteproyectos sin cargo

**GRUPO INTEPLA Y ASOCIADOS,  
MÁS DE 40 AÑOS INVIERTIENDO EN TECNOLOGÍA**

**Intepla**<sup>S.R.L.</sup>  
INGENIERIA - TELECOMUNICACIONES

INTEPLA SRL Integrador de Sistemas Autorizado Hytera en Argentina  
Casa Central: Tel.0810 226565 / Calle 14# N 1286 (1900) La Plata  
Email: [ventas@intepla.com](mailto:ventas@intepla.com)  
[www.intepla.com](http://www.intepla.com)

# Recursos: Planear y Renovar con Cabeza Propia



Por Aníbal Mellano \*

*"Por esta jarra de leche, me pagarán bastante dinero. Con él podré comprar cien huevos por lo menos. Los llevaré a casa y los colocaré en un lugar calentito, para que, después de incubados, salgan los cien pollitos de ellos. Aunque la astuta zorra se lleve algunos, me quedarán muchos, que podré cuidar con facilidad en casa, pues se comerán las sobras de la comidas. Ya me imagino como acudirán a mí cuando los llame...".*

*La Laitière et le Pot au Lait, Jean de La Fontaine*

¿Hay mercado accesible para nuestros hidrocarburos?

Después que EEUU, con el apoyo y ayuda de la UE, tomó control total sobre Kuwait, Iraq y Libia, el mercado del petróleo –que nunca fue transparente y de libre competencia– pasó a ser fuertemente direccionado por los acuerdos entre Arabia Saudita (segundo productor y aún hoy la segunda reserva de petróleo convencional) y EEUU. El desarrollo de la explotación de las lutitas (shale) y al autoabastecimiento de los EEUU reafirmó este proceso.

Aquellos cinco países, junto con Canadá como socio permanente de EEUU, producen más del 50% del petróleo mundial y generan más del 30% del comercio internacional de hidrocarburos.

Por su parte, el GNL, representa el 10% del comercio de gas mundial y la única forma de transporte que no sea por gasoductos. Si bien es un mercado menos importante, está en la mira de las grandes potencias. Ahí están Equinor, BP y Shell por el lado de las “coronas del mar del Norte”. Chevron, Exxon y Conoco, pisan fuerte entre las de EEUU. Juegan también Total y otras europeas, junto a QatarGas. Los australianos, segunda potencia del GNL, impulsan a su protegida BHP.

Los cuatro principales países productores/exportadores –Qatar, Australia, EEUU y Noruega– tienen a sus Estados por delante o por detrás. No debemos olvidar la declaración de guerra política de parte de Arabia Saudita contra Qatar, armando una alianza explícita con Egipto, los Emiratos Árabes Unidos, Libia (o sea EEUU) y otros. Qatar provee el 30% del GNL del comercio internacional y sus yacimientos, amén de económicos, siguen siendo ricos.

Los consumidores principales también suman pocos con mucho. Sólo China, Japón, Corea del Sur y Taiwan suman más del 60% de las compras y tienen a Qatar, Australia, Malasia, Papúa Nueva Guinea e Indonesia como principales proveedores. Noruega es un gran proveedor de la Unión Europea.

Las distancias importan, no sólo por cuestiones políticas. El transporte de GNL tiene un costo de transporte mucho mayor que otros combustibles. Eso ha empujado a varias petroleras posicionadas en gas -estatales y privadas-, a ubicarse también en el mercado de los fletes. En síntesis, una empresa como Shell controla alrededor del 20% del mercado de

GNL, a través de la producción y el transporte.

También debemos atender a la evolución de la oferta de GNL. Con el aumento de la demanda, el abaratamiento de costos de licuefacción y de transporte, mucho gas que se venteara (Nigeria) o que no se explotaba (Indonesia, Australia) pasó a engrosar la oferta. Hoy la oferta supera a la demanda, y nos encontramos con plantas de licuefacción paradas y otras, por los bajos precios, analizando la continuidad momentánea. Es así que nos ofrecen GNL puesto en Argentina por 3 USD/MMBTU.

Como antaño con el trigo y hoy con la soja, una vez más nos cruzamos a competir con EEUU por la colocación de un commodity.

Sólo una estrategia inteligente, que se integre a la industria y el conocimiento propio, puede ayudar a no tropezar con la piedra que nos haga derramar la leche antes de llegar al mercado.

¿Cuánto cuesta producir en Vaca Muerta y en el resto?

Parece que estamos llegando a una primera meseta de costos en Vaca Muerta.

Gas. El precio de corte actual depende mucho de la esperanza de vida de los pozos y del plazo de repago que se busque. Si nos basáramos en Fortín de Piedra –el más público y publicitado– con un precio de 3,5 a 4 USD/MMBTU (0,14 a 0,16 USD/Sm<sup>3</sup>) no parece viable. Si tomamos estándares de EEUU, también discutibles y poco transparentes, se podría explotar por la mitad o menos.

Recordemos que la explotación de lutitas (shale) en EEUU inició por decisión política (y militar), como parte de una larga estrategia apuntando al autoabastecimiento. De ahí la presencia de subsidios estatales (Departamento de Defensa), depredación de pequeños ahorristas de Wall Street y quiebras sospechadas de fraudulentas. Todo por centenares de miles de millones de dólares. Aún se lo puede leer en el New York Times, el Washington Post y, más sutilmente, en el Wall Street Journal.

Buscando un esquema similar, los proyectos de desarrollo de Vaca Muerta mencionan las inversiones in situ, al mismo tiempo que reclaman la construcción de gasoductos y/o plantas de licuefacción de gas.

Petróleo. Según quien lo quiera contar, mirando a quien lo escucha, se manejan valores de corte entre 25 USD/barril y 35 USD/barril (160 a 220 USD/m<sup>3</sup>). Variables por áreas y de las consideraciones en amortizaciones. Lo confirma el lento desarrollo, que no se condice con la menor infraestructura necesaria para transportar. Falta un solo un oleoducto del orden de las 10 pulgadas de diámetro, desde la zona de Añelo hasta el Alto Valle. O, de máxima, un oleoducto completo hasta Bahía Blanca. Que tampoco es una inversión tan significativa comparada con las inversiones en los yacimientos.

Sin embargo, siguen las dudas.

Después de los experimentos de Loma Campana, El Orejano y Fortín de Piedra, nadie quiere arriesgar demasiado para adelante y es razonable. El negocio de las lutitas sigue siendo terreno de experimentación en Argentina y en el resto del mundo. Con la única probable excepción: algunas áreas de EEUU.

Las incertidumbres de costos que se presentan en esta etapa de Vaca Muerta, no son solo nuestras. En EEUU vienen de larga data los debates acerca de la sostenibilidad económica de la explotación de las lutitas (shale). El caso Chesapeake, reciente quiebra de una importante compañía, no es un caso nuevo. Viene precedida y está acompañada por la quiebra de decenas (o centenas) de productoras, perforadoras y de empresas de diversos, todas asociadas al “shale”.

En Australia, los costos de producción de gas son sensiblemente superiores a los de EEUU. Sin embargo, por distancia y acuerdos estratégicos (contratos de largo plazo) reciben precios más altos de parte de sus compradores asiáticos.

Por el lado de los acuerdos estratégicos, alguien podría proponer agregar el GNL como otro producto en la lista de ofertas a China. Así seguimos sumando otro commodity que habilitaría a China a pedir más apertura para recibir sus productos industriales.

¿Porqué abandonar nuestros yacimientos convencionales?

Todos dicen que no, pero poco se hace en innovación para nuestras cuencas en producción. Tampoco se ha retomado exploraciones en otras cuencas. Algunas abandonadas en el NOA y otras por Cuyo. Por el costo de un pozo o dos de Vaca Muerta podríamos hacer una exploración en alguna de esas cuencas, u otras que lo ameriten. Ahí tenemos otro problema.

Hemos minimizado al extremo o desmantelado los equipos geológicos del Estado. En EEUU, donde existe la propiedad del subsuelo, el Estado cuenta con centenares de geólogos estudiando y vigilando la explotación. Son tantos, que pueden investigar potenciales nuevos recursos y evaluar existencias por todo el mundo. Con similar inteligencia y presencia, actúan en Europa, Qatar, Australia, China, Rusia, etc.

Sin equipos inteligentes en el Estado, resulta imposible explorar, estudiar la calidad de una forma de explotación, analizar costos de desarrollo de un yacimiento y mejorar leyes y regulaciones. Imposible planificar si no se conocen los recursos geológicos y las formas de explotación.

Volviendo a nuestros yacimientos convencionales. Geólogos y reservoristas argentinos opinan que denominamos “maduros” a yacimientos que no lo son. Y con esa calificación mal puesta, casi que los pasamos a explotar “atándolos con alambre”. Poco se hace en el campo de explotación me-

jorada (EOR), pese a contar con varios investigadores en el tema. Hace un par de años, YPF compró en Francia paquetes llave en mano, que incluían no sólo los polímeros, sino también sistemas de inyección que se podrían haber hecho en Argentina.

No se trata de nacionalismos fuera de época. En Argentina contamos con una de las mejores experiencias en la explotación de pozos con baja producción (menos de 8 m<sup>3</sup>/d de petróleo = 50 barriles/día) y con más de 80%-90% de agua. La experiencia de nuestros ingenieros reservoristas y de producción se encuentra complementada con geocientíficos, laboratorios, proveedores de bienes y servicios (mayoritariamente pymes), todos nacionales.

Ha sido una mala política desatender un nuevo salto de calidad en los convencionales y en la exploración de cuencas. Temas en los que somos fuertes y necesitamos poco material importado.

¿La simple renta como motor de la economía, con desarrollo industrial e inclusión social?

Una economía extractivista es fácil de pensar y de acordar. Así hicimos con Inglaterra hace 140 años. Incluso, una parte importante de los ferrocarriles se construyeron con dineros del Estado, con el objeto de alentar al inversor. Parece simple, pero el resultado es siempre complejo. Los análisis muestran que la renta no alcanza para industrializar y vivir una calidad de vida aceptable para el Siglo XXI. Ni siquiera se podría terminar con la pobreza.

La apropiación y distribución de la renta extraordinaria proveniente de los recursos naturales, parece fácil cuando los precios, que no controlamos, son altos y las demandas sociales no.

Después de 60 años de OPEP, sus socios no figuran entre las potencias tecnológicas e industriales, ni siquiera en hidrocarburos. Su PBI per cápita puede llegar a sonar bueno pero su real distribución interna no lo es. Para colmo oscila directamente con el precio del petróleo, y eso impacta en el 60-70% de la población. Es menester aventurarse en sus economías para encontrar la enorme dependencia externa en la provisión de todo tipo de insumos, empezando por lo más básico: la vida cotidiana. No es casual. La convivencia con sus supuestos confrontados (EEUU, Europa occidental) es necesaria en principio por contrato: la OPEP suele comprar sus instalaciones petroleras y otros servicios en esos países.

Tenemos ejemplos continentales, como Venezuela, Ecuador y México, que nunca pudieron sostener el desarrollo industrial endógeno en torno a la explotación de hidrocarburos. Siempre condicionados por sus ventas a los EEUU. Es así, que no sólo compran la mayor parte de los insumos y servicios en el mercado externo (mayoritariamente EEUU),

sino que han llegado al extremo de importar –Ecuador y México- combustibles refinados con los ingresos de sus exportaciones de petróleo.

Las rentas de los recursos naturales sirven como impulso del desarrollo, pero antes está el motor. Desde el inicio de la explotación petrolera estatal argentina, primero Huergo y luego Mosconi tuvieron en claro que no sólo se trataba de autoabastecimiento (soberanía energética) sino también desarrollo científico, tecnológico e industrial. En el motor inicial estaba Y.P.F. Porque, a principios del siglo XX, se producía la transición del carbón al petróleo. Ahora urge actuar, porque también se inició otra transición energética. Hacia un mundo menos contaminado.

En definitiva, la mejor propuesta de sustitución de importaciones y aumento de exportaciones con mayor valor agregado, de desarrollo I+D+i aplicado a la industria aprovechando nuestros recursos científico-técnicos, es pensar al revés de lo que nos proponen los lobistas.

Se requiere un plan claro y agresivo, encabezado por Economía e YPF, apuntalado por el entramado científico e industrial, vinculado a las diversas economías regionales, empezando por las provincias petroleras. No debemos olvidar que la renta petrolera-gasífera argentina ronda el 3% del PBI. Incorporada adecuadamente en la matriz insumo-producto, probablemente descubramos que “mundo petrolero argentino” puede ser entre el 6% y el 10% del PBI. Poner las inversiones en el momento y en el lugar adecuado puede producir resultados favorables inmediatos. Con la rueda en movimiento, los planes a mediano y largo plazo van orientando mejor la brújula. Sin planes propios, con meras ilusiones, ya sabemos el final.

\* Director en Instituto del Gas y del Petróleo UBA -  
Presidente de Tecnología ARMK

---


# Ser una empresa líder en Soluciones Innovadoras y Sustentables para la Industria de la Energía nos inspira.

---

Con la experiencia y trayectoria que nos distinguen impulsamos en Vaca Muerta el proyecto de comunicación digital que cambiará la forma de operar en la industria del Oil & Gas.

**El compromiso de siempre.**

**PECOM**  
GRUPO PEREZ COMPANC

The image features a background of an oil field at sunset. The sky is a gradient of orange and yellow, with a few wispy clouds. In the foreground, the dark silhouettes of several oil pumpjacks are visible against the bright sky. A large, white, semi-transparent rectangular box is overlaid on the left side of the image, containing the title text.

# La nueva ley de hidrocarburos y las inversiones



Por Hugo Martelli \*

Funcionarios y legisladores nacionales y provinciales anuncian con denuedo la sanción de una “nueva ley de hidrocarburos” que dará solución a la falta de inversión y producción en el sector, y podría reemplazar a la Ley 17319 que lleva ya 53 años de vigencia.

La Ley 17319 fue sancionada por un gobierno de facto, pero quienes la redactaron, sabían lo que hacían: Clara, concisa y versátil; apta tanto para posibilitar el desarrollo estatal, o mixto, o privado de la industria petrolera, con posibilidad de intervenir el mercado de exportación mediante el pago a los productores de precios internacionales, ha sobrevivido felizmente hasta hoy.

Contrariamente a lo que suele creerse, quien, sobre la base de la Ley 17319 cambió la cara de la industria en Argentina, no fue el Presidente Menem sino el Presidente Alfonsín: Agobiado por el desabastecimiento y la sangría de divisas, Alfonsín lanzó en agosto de 1985 el llamado “Plan Houston” otorgando pago en divisas o en crudo de libre disponibilidad a las empresas que se sumaran al plan de exploración (Decreto 623/87, 8 h), incluyendo en los contratos una garantía del Banco Central.

Para cuando el Presidente Menem lanzó el plan de privatización y desregulación de la industria petrolera (Decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89), casi cien empresas nacionales y extranjeras exploraban y/o producían petróleo y gas en tierra y en el Mar Argentino.

El Decreto 1589/89 afianzó en 1989 las garantías otorgadas por el Plan Houston convirtiendo esos contratos y los Contratos de Producción de Crudo, por acuerdo de partes, al llamado “Régimen de Libre Disponibilidad”, incorporando un 70% de libre disponibilidad de la producción o divisas, libre acceso al transporte doméstico por ductos y hasta los puertos de exportación, e indemnizaciones tarifadas en caso

de restricciones a las exportaciones, en un marco de integración energética regional y garantías internacionales de inversión.

Agotadas en 2012 las inversiones del Régimen de Libre Disponibilidad con las que se había alcanzado el autoabastecimiento y la exportación sostenida de petróleo y gas, la Presidenta Fernández de Kirchner, luego de expropiar a YPF SA con base en la “*Ley de Soberanía Hidrocarburífera*” 26741, volvió a promover la inversión petrolera renovando la promesa de libre disponibilidad de producción o divisas a quienes desarrollaran proyectos de USD 1000 millones (Decreto 929/13, artículos 6 y 7), umbral este bajado a USD 250 millones por la Ley 27007 de hidrocarburos no convencionales y costa afuera (artículo 19), cuyos beneficios, sujetos a la discrecionalidad del Estado, fueron hasta hoy solo otorgados a un productor.

El Presidente Macri, por su parte, incluyó la libre disponibilidad de divisas y de producción al “Concurso Público Internacional Costa Afuera N° 1” (Resol.SGE 65/18, Anexo 3), a ser incorporada en el título del correspondiente Permiso de Exploración, sin resultados visibles aún dado lo temprano del proceso de exploración.

Por último, como nota de color, el recientemente aprobado “*Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino*” (Decreto 892/20) del Presidente Fernández otorga acceso al mercado cambiario, de manera discrecional, para girar divisas al exterior como utilidades y dividendos (BCRA, Com “A” 7168), a aquellos productores que desarrollen proyectos de gas conforme al decreto, pero sin otorgar al productor un derecho irrevocable.

¿Qué se puede esperar de una “*nueva ley de hidrocarburos*”? ¿Acaso una nueva promesa de libre disponibilidad?

Una “nueva ley de hidrocarburos” no dará solución a la falta de inversión y producción en el sector, y una modificación sustancial, o peor aún, un reemplazo de la Ley 17319 solo generaría mayor incertidumbre y desconfianza, máxime en un escenario donde el Estado Nacional y las Provincias no están siempre dispuestas a coordinar sus políticas regulatorias ni menos aún fiscales. Solo el ejercicio continuo y responsable por parte del Estado Nacional y de las Provincias de una autoridad razonable y sujeta a la ley y a la institucionalidad republicana dará la muestra que los inversores necesitan para llevar adelante sus proyectos e inversiones.

\* Martelli Abogados

# El año que nunca olvidaremos. Nada volverá a ser como antes



Por Gerardo Rabinovich \*

Gerardo Rabinovich repasa el catastrófico 2020 y realiza un diagnóstico sobre el sector energético. Concluye que la energía se encuentra en un estado de crisis estructural profunda y sugiere una transición hacia una matriz energética sostenible y más limpia, más productiva con costos competitivos. Señala también que esa transición requiere precios que reflejen una mayor competitividad y tarifas con alto contenido social.

Este año será recordado como uno de aquellos momentos claves en la historia de la humanidad, un punto de inflexión, como la crisis de 1930, la “gran depresión”, o la esperanza de “*mayo 1968*”, o las grandes guerras del siglo XX. 2020 será recordado como el año de la pandemia universal que detuvo el pulso del planeta, en la era de la globalización quedamos encerrados, bloqueados, sin industria, educación, solo permitidas las actividades esenciales, quedando el sector energético limitado a garantizar que el suministro no fuera interrumpido porque las consecuencias sobre la salud de la población serían demoledoras. Es el año en que aprendimos a usar el teletrabajo, estuvimos en reuniones y conferencias virtuales en cualquier parte del mundo, nos comunicamos a través de las redes sociales. Meses sin visitar a nuestros familiares, sin ver a nuestros padres, hijos, nietos. Nunca olvidaremos 2020, nada volverá a ser igual después de esta brutal pandemia. La demanda energética mundial se derrumbó a partir de febrero-marzo, la demanda internacional de petróleo que hasta entonces era de casi 100 millones de barriles/día, cayó en marzo por debajo de los 70 millones barriles/día, los precios del Brent en abril llegaron a los 16 u\$/barril, y el WTI marcó por primera vez en su historia un precio negativo, es decir que los dueños de contratos futuros con vencimiento en abril pagaban por deshacerse del petróleo.

Las principales compañías petroleras internacionales perdieron enormes cantidades de dinero, despidieron a miles de trabajadores, saturaron sus capacidades de almacenamiento. Exxon-Mobil, hasta el año pasado la mayor empresa del mundo por su capitalización bursátil tuvo una caída de activos de tal magnitud que hoy no figura dentro de las 10 empresas que forman el índice Dow-Jones, siendo desplazada por empresas tecnológicas que comienzan a señalar el curso de la economía mundial (Google, Amazon, Apple, Microsoft a la cabeza de ellas).

No nos dimos cuenta todavía, pero los cambios son irreversibles. En promedio, todos somos más pobres. El PBI mundial caerá en 2020 un 4,4% (FMI, 2020), la mayor caída desde la segunda guerra mundial y más del doble que la gran recesión 2008/2009 (Remes Lenicov, 2020). La caída del PBI en América Latina, de acuerdo con estimaciones del FMI será este año del 8,1%, pero en Argentina la caída se



estima que será mayor, del 11,8%.

La recuperación será lenta, recién en 2023 el PBI per cápita volvería a los niveles de 2019 (estimaciones del Banco Mundial) en América Latina. La industria petrolera, ha sido una de las más fuertemente afectadas, junto con el turismo y la navegación aerocomercial. Hay una gran incertidumbre con la velocidad y magnitud de la recuperación de la demanda de petróleo mundial. La Agencia Internacional de Energía (AIE, 2020) ve un intervalo de precios en los próximos dos años de 45 a 50 u\$s/barril, en un segmento alto, y fuertes compromisos para reducir las emisiones de gases de efectos invernaderos. La recuperación de la industria petrolera está en serias dudas y la oferta será por muchos años excedentaria. Es en este contexto que tenemos que ubicar las estrategias energéticas de la Argentina. Luego de un comienzo que podemos calificar de fallido, con un equipo energético que no duró más de ocho meses en funciones y que jamás pudo hacer pie en la conducción del sector, el gobierno del presidente Fernández decidió transferir el área energética a la órbita del Ministerio de Economía, confirmando las fuertes restricciones económicas generadas por una política de subsidios generalizadas que no pudo ser resuelta totalmente por el gobierno anterior y que como consecuencia de la pandemia COVID 19 volvieron a presionar sobre las cuentas fiscales en una difícil renegociación de la deuda externa con el FMI.

Las primeras medidas tomadas por el nuevo gobierno en materia energética estuvieron dirigidas a intervenir los entes reguladores, ENRE y ENARGAS, con el mandato de revisar los cuadros tarifarios y realizar una nueva Revisión Tarifaria Integral (RTI) o una revisión extraordinaria en el plazo de 180 días desde el inicio de la intervención. Ya han pasado doce meses y este mandato aun no se ha cumplido. Todo lleva a recordar las políticas previas al 2015, con tarifas congeladas y entes reguladores intervenidos en un proceso de deterioro de la calidad de los servicios públicos.

La nueva conducción de la Secretaría de Energía, ahora bajo el mando de un ex diputado neuquino que decidió trasladar, parcialmente, la sede de esta administración a su provincia confirma en forma implícita la preferencia del Gobierno por la industria petrolera, y en particular por Vaca Muerta, proyecto que en el contexto internacional actual presenta grandes incertidumbres. Las respuestas de la Argentina a la pandemia COVID-19 en el sector energético fueron el “barril criollo” y el Plan Gas 4. Recuerdan mucho a las políticas implementadas entre 2014 y 2016, con incentivos a la producción de gas y petróleo, y fuerte impacto sobre las cuentas públicas.

Las políticas de incentivos a las energías renovables, a la eficiencia energética, a los biocombustibles y a las nuevas tecnologías como la generación distribuida, la digitalización y el uso de tecnología de la información como control de la

demanda son más difusas e indefinidas, justamente la dirección en la que se mueve el mundo.

Durante el 2020, el Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” tuvo una intensa actividad, elaborando y comentando información estadística del sector energético, con fuerte presencia en los medios, organizando webinars con importantes expositores, nacionales y extranjeros, y participando en reuniones donde se expuso la posición del Instituto en diferentes temas relacionados con los hidrocarburos y la energía eléctrica en general, en ámbitos académicos y empresarios.

Lo mas destacable fue la convocatoria a un conjunto de alrededor de cincuenta especialistas del sector energético de todo el país, quienes participaron en la redacción del documento denominado Bases para la Reorganización del Sector Energético, y del cual se derivó la propuesta de 60 medidas posibles de ejecutar en forma inmediata,

Partiendo del diagnóstico según el cual la energía se encuentra en un estado de crisis estructural profunda, la propuesta es abordar una transición múltiple desde un estado insatisfactorio a una situación futura deseable. Es una transición compleja y completa con cinco componentes: a) transición hacia una matriz energética sostenible, disminuyendo el contenido de CO2 que actualmente presenta; b) una transi-

ción hacia una mayor productividad, producir gas y electricidad a costos competitivos; c) transición de precios y tarifas, que reflejen la mayor competitividad y que estructuren cuadros tarifarios con alto contenido social; d) transición de las decisiones irracionales hacia la racionalidad de los proyectos de infraestructura, con costos de construcción que respeten tiempos y formas bajo completos estudios de factibilidad y e) transición moral, que condene a aquellos que abusan del poder que se les confiere para cometer actos de corrupción.

Solo un acuerdo amplio y sensato de las fuerzas políticas y sociales podría salvar al sector energético del continuo e indeseable deterioro (IAE, octubre 2020).

La Argentina enfrenta grandes desafíos para recuperarse de sus problemas estructurales y al mismo tiempo recuperarse del terrible golpe propinado por la pandemia COVID 19. En el 2021 el IAE continuara con su intensa actividad sobre los problemas energéticos que le competen, estudiando la problemática nacional e internacional y recomendando las soluciones que considera apropiadas, sujetas a sus ideas y doctrinas que ha hecho públicas durante sus treinta y siete años de vida.

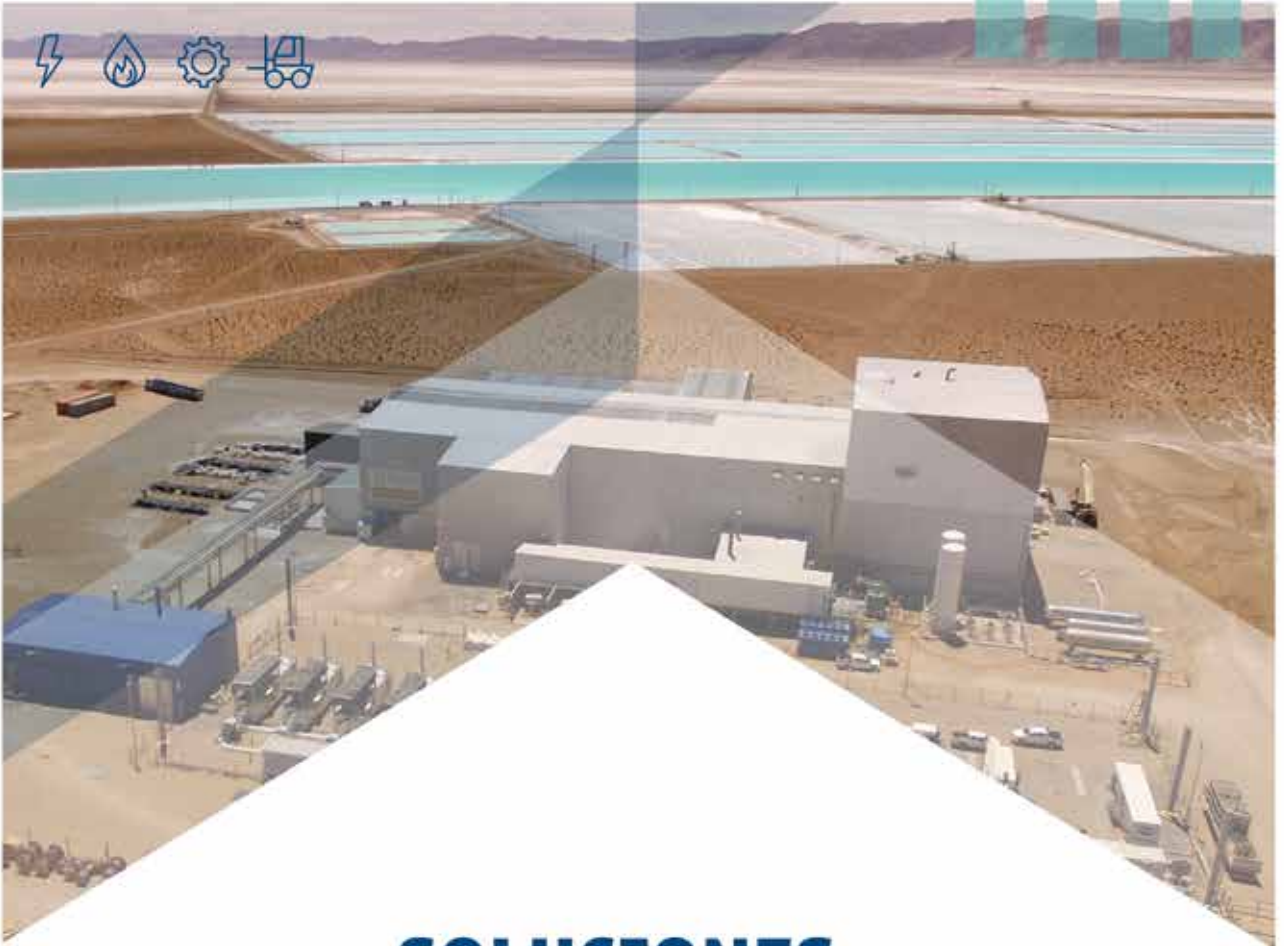
\* Vicepresidente 2o Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”

# AEROTAN S.A.

Fabricación de Tanques de Almacenamiento para la industria Petrolera, Petroquímica, Alimenticia y para Estaciones de Servicio



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



# 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](http://www.secco.com.ar)

# El arduo camino de las pymes en un contexto inesperado



Por Leonardo Brkusic \*

Leonardo Brkusic, Director Ejecutivo del Grupo Argentino de Proveedores Petroleros (GAPP) repasa un año disruptivo que impuso una agenda desafiante. Subraya que el 2020 mostró que nuestra industria carece tanto de diálogo amplio como de consideración integral de la cadena de valor.

El coronavirus como factor disruptivo y nuestra macro tradición, nos impusieron una vez más una agenda sumamente desafiante, donde no nos quedó otra opción que reinventarnos tanto socialmente como en cuanto a la industria. No vamos a caer en el cliché de crisis es igual a oportunidad, pero es importante capitalizar lo aprendido en este año, tanto en los indicios de la actual gestión de gobierno, los actores de la industria y la pandemia.

La pandemia y su consecuente cuarentena fue un nuevo capítulo de una tendencia de retroceso de nuestra industria, no en términos de actividad sino de dinámicas. En estas situaciones se percibe la naturaleza de los actores y vemos nuevamente que nuestra industria carece tanto de diálogo amplio como de consideración integral de la cadena de valor.

El 2020 desafió a las Pymes del sector petrolero como pocas veces se ha visto, dados por la caída en la actividad ocasionada por la pandemia y por la particular situación de renegociación de contratos vigentes, cancelaciones de órdenes de compra y demoras en los pagos. Estas situaciones pusieron de manifiesto sobre cómo entiende cada empresa operadora y de servicios petroleros el concepto de cadena de valor, donde sin dudas hay mucho trabajo por hacer para romper con dinámicas pendulares que se proponen, voluntaria o involuntariamente, desde las empresas que lideran el sector en momentos críticos como los que nos toca atravesar.

El año tuvo 3 etapas marcadas para las PyMEs, comenzando con situaciones de incumplimientos de contratos surgidos del Decreto 566/19 y la imposición primero del traslado del tipo de cambio (derivados en pedidos de descuentos para darle un marco de legalidad a la situación). Luego llegó la Covid-19, que además del ASPO y la disminución de los niveles de actividad, trajo nuevos pedidos de descuento infundados del orden del 30% y negociaciones particulares (que incluso hoy, tras 8 meses, muchas aún no tienen resolución). Al mismo tiempo hubo que sostener las fábricas y los puestos de trabajo en una industria paralizada sin ventas, demoras y cambios en plazos de pago y que sufrió - y sufre- la suspensión y cancelación de pedidos con costos y compromisos ya asumidos con proveedores. Finalmente -en



estos últimos meses aún sin una reactivación considerable de la industria- las Pymes siguen sin ver un horizonte donde alimentar sus flujos de caja y se han dado los primeros casos de cierres operativos.

Las empresas líderes del sector, algunas más profesionalizadas que otras y con habilidades de escucha activa, han permitido analizar cómo llegar a acuerdos, que lejos de ser beneficiosos, han sido contemplativos para dar aire a las empresas. Otras, renovaron el modelo de dilatar negociaciones sin brindar respuestas, o mostraron posturas inflexibles y proclives a recordar en negociaciones que siempre existe la opción de cancelar los contratos en 30 días. Estas prácticas generan, voluntaria o involuntariamente, dinámicas pendulares según el poder de negociación momentáneo y nos llevan a pensar en quién debe liderar las buenas prácticas para fomentar y regenerar la confianza y alianzas en la cadena de valor más allá de la coyuntura de ocasión. Desde las PyMES vemos que varias operadoras quizás han demostrado falta de

creatividad desaprovechando la oportunidad de fortalecer lazos ante una situación extremadamente sensible para las PyMEs, lesionándolas.

En el mismo sentido, y comprendiendo los diversos frentes a atender por la pandemia, se rescatan de la gestión actual de gobierno buenas intenciones en contemplar la cadena de valor local, aunque con acciones aún incipientes. El sector posiblemente esperaba respuestas más enérgicas para el “rescate” o intervención en la situación de las PYMEs afectadas principalmente por los incumplimientos de la principal petrolera nacional. Entendemos asimismo que aún falta dejar sin efecto normativas que permiten la importación de equipos usados, que representan en la práctica competencia desleal frente a los 100000 empleos industriales de mediano y alto valor agregado en las más de 1500 pequeñas y medianas empresas fabricantes de bienes y proveedores de servicios para la actividad en todo el país.

El tramado de proveedores terminará este año seriamen-

te lesionado en lo económico- financiero y espera que el Plan Gas IV se transforme en un alivio temporal de rápido efecto hasta la promulgación de la nueva Ley de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas que prepara el Gobierno. Desde el sector de proveedores, tanto GAPP como el Observatorio para el Desarrollo industrial del Petróleo y el Gas (que reúne a 10 cámaras representativas de empresas en todo el país representativas de las 1500 Pymes del sector) hemos colaborado con propuestas para ser incluidas en ambos instrumentos, resaltando la necesidad del desarrollo de proveedores de la cadena de valor local. Esto se convierte en clave repasando las dinámicas, por ejemplo del Proyecto Fortín de Piedra, donde el 90% del CAPEX incluyó oferta local de bienes y servicios y fueron provistos en plazos récord en tiempo y forma, es decir las empresas locales fueron socios estratégicos en este sentido. Además, es un sector con alto potencial exportador capaz de generar divisas en manufacturas y servicios de origen industrial.

Todavía resta trabajar en instrumentos que puedan brindar información de planes de inversión que faciliten al sector de proveedores estar alineados con los proyectos a medida que se ejecutan y así garantizar la mejor oferta en costos y plazos.

A modo de balance, es un año que deberemos capitalizar en aprendizaje colectivo sobre los emergentes de la crisis y la falta de espacios de diálogo y consensos. Ante la falta de los mismos, debemos velar por generar instrumentos que establezcan reglas claras y estímulos para las empresas operadoras que fomenten la inversión y garanticen la demanda. Luego, velar cómo la actividad genera impacto virtuoso en la cadena de valor local, articulando las capacidades de las economías regionales y nacionales para favorecer el impacto en todo el país. Hasta el momento, Vaca Muerta sigue en potencial. Es hora de tomar el impulso requerido para aprovechar la ventana temporal histórica que permita finalmente su desarrollo en modo factoría.

A nivel institucional para el GAPP, este año ha sido igualmente desafiante y nos obligó a desarrollar nuevas habilidades y servicios a las ya tradicionales iniciativas de promoción y vinculación comercial en el país y en el exterior, que en 2020 se han visto afectadas por la situación reinante. Creemos que supimos responder en tiempo y forma en materia de problemáticas derivadas de la Covid-19 relativas al ATP, los protocolos y gestiones para reapertura de fábricas (en 19 partidos en Pcia. de Bs.As. y 7 provincias) y líneas de financiamiento. Además hemos lanzado formalmente el Observatorio con el cual generamos propuestas de políticas públicas, relanzamos y consolidamos una mesa de trabajo con YPF y -en virtud de la nueva gestión de gobierno - como referentes sectoriales-, participamos de diversos espacios público- privados en Oil&Gas y minería. También hemos avanzado en alianzas para sumar capacidades y recursos para nuestras

empresas asociadas relanzando la alianza con INTI y suscribiendo acuerdos con IRAM y universidades, por ejemplo. Como eje, este año nos llevó a trabajar fuertemente en la capacitación de las empresas con Programas de Mandos Medios, Project Management (PMI) y Herramientas para Comerciales del Oil&Gas, entre otros. El logro más significativo que vemos desde la Dirección del GAPP de este año está probablemente en la profundización del trabajo en transformación digital y en el lanzamiento del Programa GAPP 4.0 para el acompañamiento integral de Pymes en este camino. Creemos que es un punto de inflexión en nuestro rol como promotor de la industria en lo que hace a la productividad y competitividad de las empresas del sector. Como último dato - y no menor en este año tan particular- hemos nuevamente crecido en cantidad de empresas asociadas (ya somos 145), hecho que nos enorgullece. Para el año próximo apostamos a seguir creciendo en cantidad de empresas y brindando nuevos servicios, con nuevos grupos de trabajo: en generación eléctrica y calidad e innovación; y como siempre con una oferta de capacitación acorde a las necesidades de las empresas asociadas y poniendo en marcha el Programa GAPP 4.0 con 25 empresas del Grupo.

Confiamos en que 2021 sea un año de un salto cualitativo en nuestra industria en términos de reactivación, consensos y definiciones a largo plazo basado en la Ley para el sector hidrocarburífero, que permita escalar las producciones y generar nuevas oportunidades para toda la cadena de valor de forma integral. Las condiciones de base están dadas y convergen en la necesidad común de divisas para el país que permitan un horizonte de estabilidad macro y para ello necesitamos encontrar una ecuación sustentable para que Vaca Muerta se convierta en una realidad en toda su dimensión comenzando en el corto plazo.

\* Director Ejecutivo GAPP - Grupo Argentino de Proveedores Petroleros



CONSTRUYENDO  
LAS BASES PARA  
EL DESARROLLO  
ENERGÉTICO  
DEL PAÍS.

GRANDES MOVIMIENTOS DE SUELO.  
OBRAS CIVILES INDUSTRIALES.  
OBRAS DE INFRAESTRUCTURA,  
SERVICIOS,  
HIGIENE URBANA.  
ALQUILER DE EQUIPOS.

[WWW.MILICIC.COM.AR](http://WWW.MILICIC.COM.AR)

**MILICIC**

CONSTRUCCIONES Y SERVICIOS

# El trabajo ideal



Por Fernando Schaich \*

El autor nos cuenta su visión de los cambios en materia de energía (revolución renovable) y lo conduce a dos conclusiones, la primera es que lo que vimos hasta ahora es insignificante respecto de lo que vendrá y la segunda es una respuesta positiva a una interpelación de carácter personal

A veces me pregunto si elegí el trabajo ideal o al menos el correcto. Obviamente la respuesta no es tan fácil, sino el resultado no sería una columna sino, un simple SI o NO.

En general me refiero a mi mismo como: “*de oficio: disfrutador*” y en honor a eso, me pregunto muy frecuentemente si trabajar en el área de la energía hace honor a mi oficio principal.

Trataré de responder la pregunta al final de esta columna pero para ello precisaré desmembrar un poco cuáles son las áreas en las que mi Compañía actúa y en particular, mi actividad dentro de esa organización.

Si observamos lo que ha pasado en los últimos 10 años en el mundo, veremos con cierto orgullo que muchos países han incorporado energías renovables no convencionales de manera muy rápida a sus matrices eléctricas. No se precisa ir muy lejos para ver lo que ha podido instalar Argentina, Chile, México, Brasil y Uruguay en grandes parques de energía solar fotovoltaica y energía eólica por mencionar algunos cercanos pero también Europa, USA, China por nombrar los que lideran todos los rankings.

Si bien hoy tenemos un panorama muy incierto en algunos mercados como por ejemplo Argentina y México, tengo el convencimiento que lo mejor está por venir. Argentina tiene hoy un problema muy grande para poder financiar proyectos de este tipo pero por otro lado cuenta con un recurso eólico de los mejores del mundo en extensiones gigantes de tierra y México cuenta con un recurso solar excelente (quizás no comparable al de Chile pero muy bueno al fin) en casi todo su territorio que no es para nada pequeño.

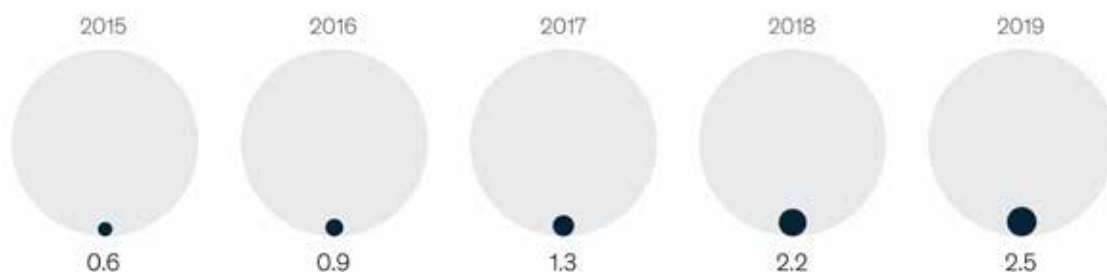
Otros países como Colombia o Perú no cuentan aún con un impulso fuerte pero todo es cuestión de tiempo.

En definitiva, pareciera que mucho se ha hecho pero no tengan dudas que lo que viene será mucho más grande y su alcance no solamente abarcará la energía eléctrica.

En una época en donde los robots se trepan a los aerogeneradores para hacer mediciones de conductividad, limpiar, reparar o pintar palas, y donde los fabricantes de

Gráfico 1

Global electric-light-vehicle sales, % of total sales



Source: Ev-volumes.com; Light Vehicle Sales Forecast, May 2020, IHS Markit

vehículos eléctricos nos sorprenden día a día con nuevos avances, nuevos modelos autónomos y mejoras increíbles, no hay que ser muy inteligente para darse cuenta que en muy poco tiempo veremos calles llenas de vehículos silenciosos y no contaminantes.

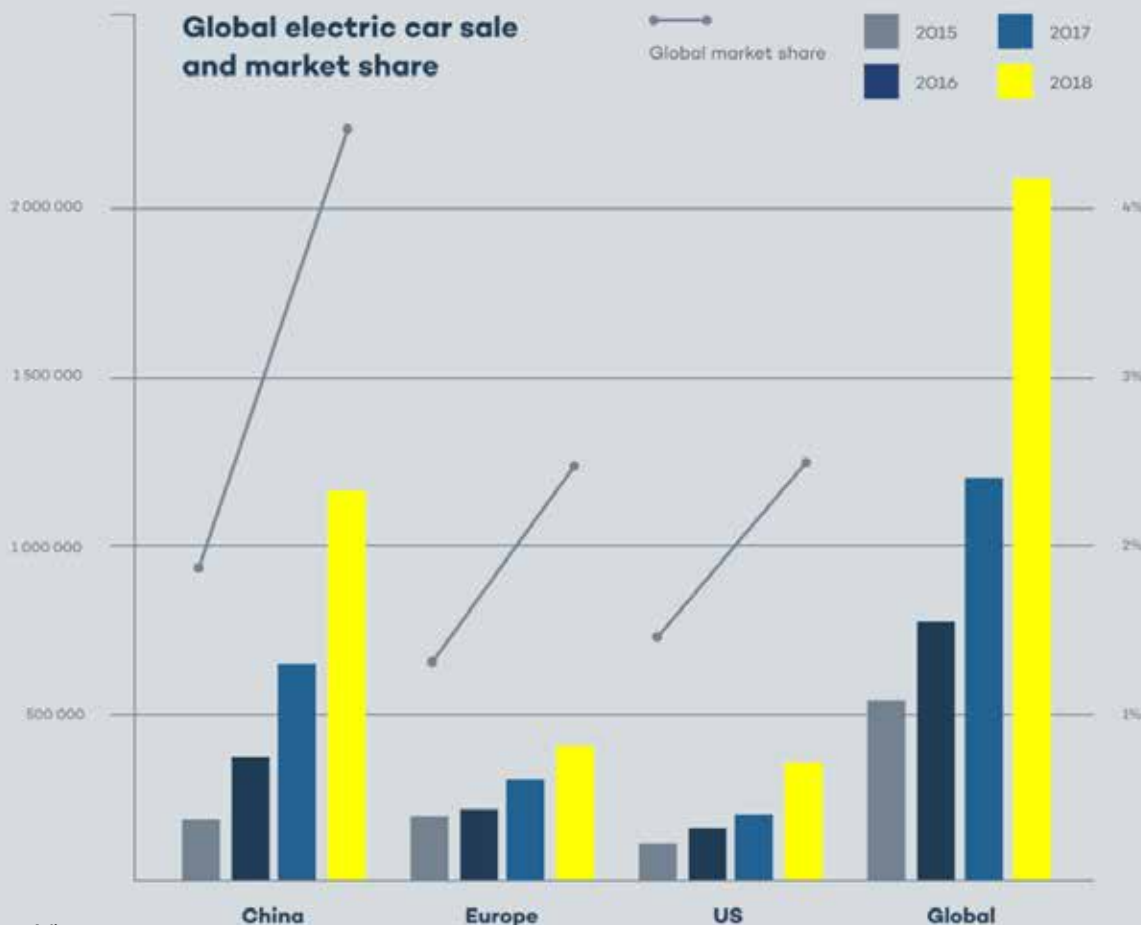
Por otro lado tenemos las tecnologías de almacenamiento, los módulos fotovoltaicos y hasta los aerogeneradores

que bajan de precio constantemente desafiando los preconceptos de muchos (hoy ya muy pocos) que aseguraban que *“las renovables eran caras”*.

Si bien existen aún personajes como el presidente de México (por nombrar el más tristemente cómico) que llama *“ventiladores”* a los aerogeneradores y que con su ceguera (de interés político o económico) niega esta

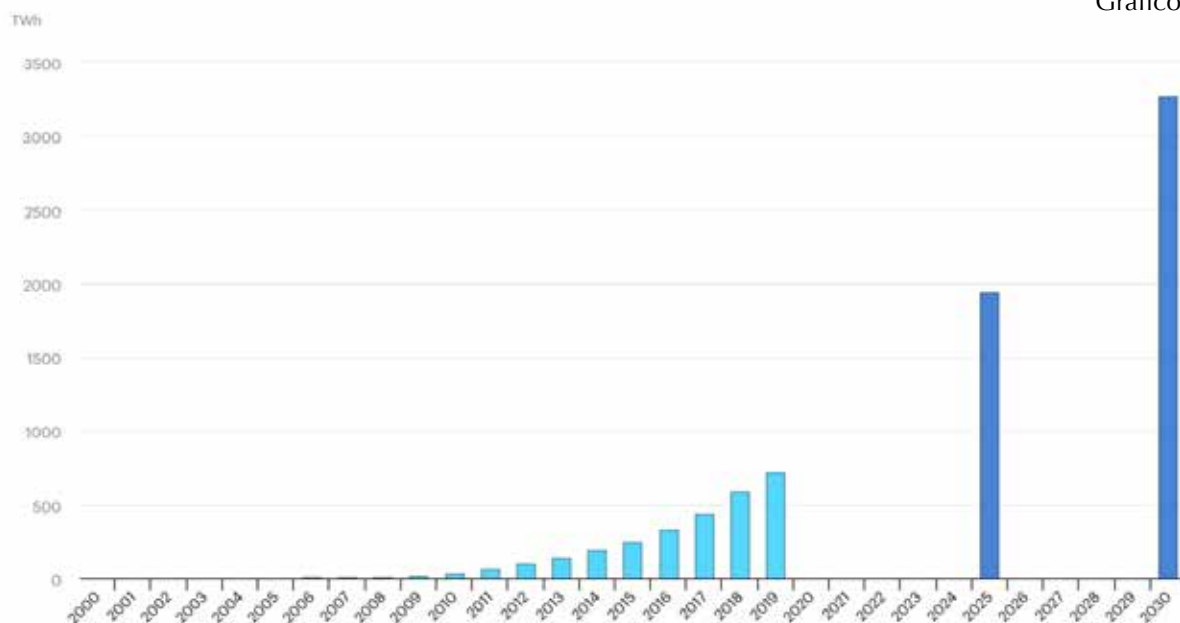
Gráfico 2

Global electric car sale and market share



Fuente: Virta

Gráfico 3



Fuente: IEA

realidad renovable innegable, la necesidad de un mundo menos contaminado, supera, por fortuna, cualquier loco de turno y avanza sin importar quien se interponga.

Si hasta ahora pensamos que se ha instalado mucha energía renovable, esperemos a ver cuando realmente se descarbonice toda la matriz productiva con moléculas verdes como metanol, amoníaco o incluso queroseno verde.

Cuando digo toda la matriz productiva me refiero a toda, es decir, el agro, la industria, el transporte y obviamente el sector eléctrico.

Nuevos sistemas logísticos serán necesarios? Claro que sí pero la oportunidad de generar hidrógeno verde a partir de energías renovables ya muy económicas, nos está llevando aceleradamente hacia un futuro verde.

Repasemos entonces uno por uno los vectores que nos encandilan mostrándonos un futuro mucho mas verde :

#### Electromovilidad

Si vemos el gráfico 1, es evidente que está todo por venir aún en el tema electromovilidad pero claramente vino para quedarse.

En un foro reciente en donde participé, pregunté a los panelistas cuando pensaban que se daría la paridad en precio del vehículo particular eléctrico con el convencional a combustión interna. La respuesta fue casi unánime: 2030. Yo creo que será bastante antes. En ese momento seguramente asistiremos a una desaparición casi instan-

tánea de los vehículos a combustión interna ya que los costos operativos de un vehículo eléctrico (según país) pueden variar entre 10 y 20 veces menos respecto de los de un vehículo convencional.

#### Energía Solar Fotovoltaica

Si vemos el gráfico 2, claramente la tendencia es explosiva en terminos absolutos también.

Según IEA (se puede acceder al reporte completo en <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/solar-pv-power-generation-in-the-sustainable-development-scenario-2000-2030>), al 2030, la instalación fotovoltaica mundial habrá multiplicado por 4 veces y media la capacidad instalada actual. Eso se puede ver el a siguiente gráfica 3.

#### Energía Eólica

Al 2019 el valor total instalado a nivel mundial fue de 651 GW como muestra el gráfico 4 de la GWEC a continuación.

#### Avances tecnológicos

Vemos a diario avances tecnológicos vinculados a la energía que ya casi ni nos asombran como al principio. Esto no es porque no sean increíblemente creativos y disruptivos sino porque son tantos y tan frecuentes que nos cuenta asimilar todo ello.

A large oil pumpjack is silhouetted against a bright sunset sky. The sun is low on the horizon, creating a lens flare effect. The background shows a vast, flat landscape under the orange and yellow glow of the setting sun.

# ENERGÍA RESPONSABLE

#HoyMásQueSiempre

Mantenemos las operaciones en forma segura  
y abastecemos de petróleo, gas natural y combustibles  
para que el país siga en marcha.

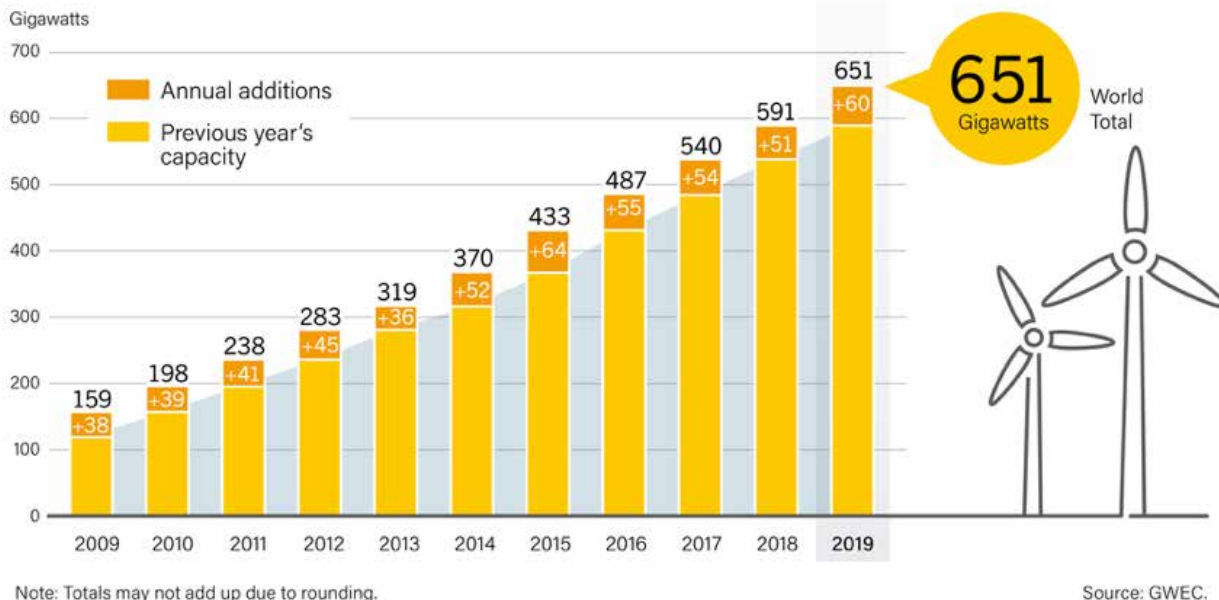
Pan American  
**ENERGY**

Energía responsable

[PAN-ENERGY.COM](http://PAN-ENERGY.COM)

Wind Power Global Capacity and Annual Additions, 2009-2019

Gráfico 4



Perdón que sea algo panfletario pero no quiero perder el hilo de mi pregunta inicial. En nuestra compañía, mientras yo escribo esto, estamos utilizando un robot que subió a un aerogenerador, en esos mismos días instalamos varios sistemas de almacenamiento de energía con racks de baterías behind the meter, desarrollamos parques de energías renovables para un mundo mas verde, instalamos varios sistemas fotovoltaicos en industrias y como si fuera poco todos los días vemos como empresas con flotas de camiones o utilitarios, cambian sus unidades a combustión interna por vehículos eléctricos. Parece ser que estamos en un negocio, al menos, interesante. Pero el momento es el correcto?

Mas arriba les comentaba sobre un robot que ya está comenzando operaciones en Latinoamérica, mas precisamente en Uruguay que realiza tareas de mantenimiento en aerogeneradores en la mitad o en ocasiones un tercio del tiempo que los seres humanos (bajando los tiempos de parada de máquina evitando perder ingresos) y sobre todo evitando accidentes graves al no arriesgar vidas humanas. Este es tan solo un ejemplo pero hay muchísimos. En el siguiente artículo (<https://solar.huawei.com/eu/news/Huawei-Predicts-10-Trends-in-Smart-PV-for-2025>), Huawei nos lista las 10 tendencias en plantas fotovoltaicas inteligentes para 2025. Es solo una opinión pero bien vale la pena detenerse en algunas de ellas como la Inteligencia Artificial, plantas sin presencia humana, obviamente el almacenamiento con baterías o algún otro sistema y la digitalización.

### Conclusión

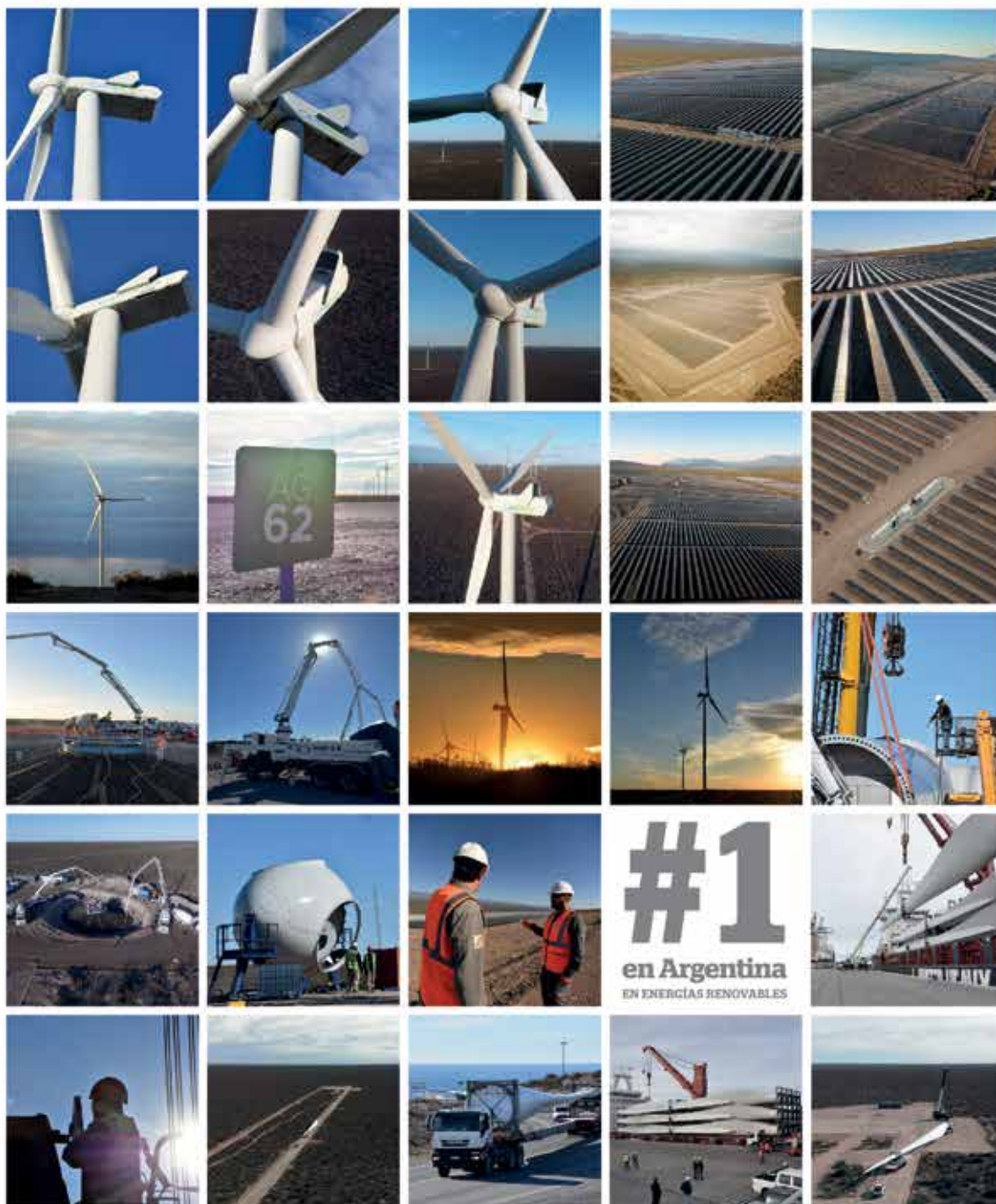
Si tomamos en cuenta el consumo energético global del planeta y lo expresamos en TWh, tenemos aproximadamente unos 150.000 TWh anuales.

Ese consumo se divide según se muestra en la siguiente gráfico 5:

Significa esto que por mas que se cumpla la predicción de instalación de fotovoltaica que presume el gráfico que mostramos de IEA y si se quiere realmente descarbonizar toda la matriz productiva mundial (mediante producción de fuels, fertilizantes y materias primas verdes gracias a la electrólisis del agua con energías renovables), se precisaría multiplicar esa estimación por 45 (tomando en cuenta que fuera solo energía fotovoltaica lo que se instale) al año 2030. Con los valores actuales el cálculo da unas 210 veces.

Obviamente este es un ejercicio teórico pero hay que tener en cuenta que para producir moléculas verdes, no es estrictamente necesario estar conectado a una red de transmisión eléctrica ya que se podrían instalar los electrolizadores en el mismo sitio, eso allana el camino para instalar parques de generación de energía eléctrica renovable en lugares muy remotos sin acceso a la red. Es importante notar que sí se tendrá que acudir a un entramado logístico mucho mas potente que hoy para poder transportar los productos finales verdes.

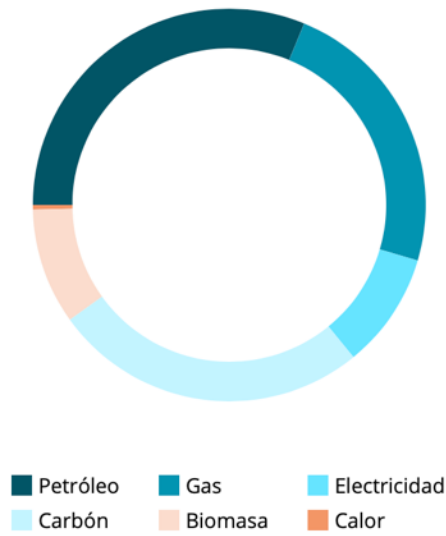
# EL FUTURO YA ES PRESENTE.



Somos la compañía líder en energías renovables en Argentina. Generamos más del 25% de la energía eólica nacional. Operamos 7 parques eólicos, 1 parque solar y tenemos 3 proyectos en construcción. Invertimos + de 1200 millones de dólares en renovables. Desarrollamos el emprendimiento eólico más grande del país: el Parque Eólico Madryn, de 222 MW de potencia. Genneia. 700 MW instalados. Energía limpia para abastecer a 900 mil hogares y reducir en 1,3 millones de toneladas las emisiones de carbono. Estamos en constante generación.

Gráfico 5

## Desglose por tipo de energía (2019)



Fuente: Enerdata

Algún calculo similar se podría hacer con la eólica.

Del valor de la gráfica presentada por GWEC antes, podemos estimar una generación al día de hoy de unos 2.000 TWh anuales. Es decir que si quisieramos cubrir

solo con eólica la quimera de descarbonizar toda la matriz energética productiva mundial, deberíamos multiplicar la foto de hoy por 75. Increíble verdad?

SI a todo esto le sumamos lo vertiginosos que serán los cambios que mostramos más arriba en temas de innovaciones tecnológicas y en la electromovilidad, seguro que tendremos para entreternernos quienes trabajamos y nos apasionamos por los temas energéticos.

Esto me lleva a dos conclusiones, la primera es que lo que vimos hasta ahora (llamado en muchos países como la revolución renovable), es insignificante respecto de lo que va a venir y la segunda es que la respuesta a mi pregunta original es: SI.

Hasta la próxima.

\* Socio de la Consultora SEG

**Naturgy**

Lanzamos **cuidemosnuestrosrecursos.com**

Ahora el Programa Consumo Responsable de los Recursos, **¡es digital!**

Un sitio interactivo para que niños y docentes se capaciten sobre el uso eficiente de los recursos naturales



## Cumplimos 15 años de compromiso con el crecimiento del país

Somos Pampa, una empresa argentina de energía que invierte y participa en la generación, transmisión y distribución de electricidad, la exploración y producción de hidrocarburos, la elaboración de productos petroquímicos y el transporte de gas.

Con confianza, compromiso y un gran trabajo en equipo, queremos festejar estos 15 años compartiendo la energía que todos necesitamos: la energía de los argentinos.

**Invertimos acá porque somos de acá.**

[pampaenergia.com](http://pampaenergia.com) -    

 Pampaenergía

# La oportunidad para los hidrocarburos no convencionales



Por Mariano Humberto Bernardi \*

El autor repasa la legislación argentina en materia de hidrocarburos sus aspectos económicos, las políticas públicas y los desafíos de la transición energética hacia la descarbonización de la matriz

## 1. El Derecho

Ley 17.319<sup>1</sup> -Hidrocarburos- del año 1967 mantiene su plena vigencia y fue modificada por la Ley 27.007<sup>2</sup> en el año 2014.

La Constitución Nacional<sup>3</sup> en el artículo 124, in fine, establece que *“corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”*.

La Ley 26.197<sup>4</sup> o *“Ley Corta”* en su artículo 1° aclaró que *“los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren”*.

En este sentido, las provincias asumieron en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraran en sus respectivos territorios y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas, quedando transferidos de pleno derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos, así como cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado Nacional en uso de sus facultades, sin que ello afecte los derechos y las obligaciones contraídas por sus titulares.

El Poder Ejecutivo Nacional y las provincias también acordaron la transferencia a las jurisdicciones locales de todas aquellas concesiones de transporte asociadas a las concesiones de explotación de hidrocarburos que se transfieren en virtud de la presente ley.

Las provincias, como Autoridad de Aplicación, ejercerán las funciones de contraparte de los permisos de explotación y de transporte de hidrocarburos transferidos y estarán facultadas para:

a) ejercer en forma plena e independiente las actividades de control y fiscalización de los permisos y concesiones y de cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado nacional, b) exigir el cumplimiento de las obligaciones legales y/o contractuales que fueren de apli-



Foto: Vaca Muerta - Facebook YPFoficial - <https://www.facebook.com/YPFoficial/photos/1099589466867786>

cación en materia de inversiones, explotación racional de los recursos, información y pago de cánones y regalías, c) disponer la extensión de los plazos legales y/o contractuales, d) aplicar el régimen sancionatorio previsto en la Ley 17.319 y su reglamentación.

Por otra parte, la Ley 26.197 en su artículo segundo, in fine, sostiene que *“el diseño de las políticas energéticas a nivel federal será responsabilidad del Poder Ejecutivo nacional”*.

La Corte Suprema de Justicia de la Nación, en el caso *“Chevron San Jorge S.R.L. c/ Neuquén, Provincia s/ acción declarativa de inconstitucionalidad”*<sup>5</sup>, aclaró que *“el artículo 124, in fine, de la Constitución Nacional sólo reconoce a las provincias el dominio originario de los recursos naturales en su territorio más no la jurisdicción sobre ellos. Dicha conclusión no se ve alterada por la sanción de la Ley 26.197, desde que su artículo 2º, in fine, mantiene la responsabilidad sobre el diseño de la política energética en cabeza del Poder Ejecutivo Nacional”*.

La Ley 17.319 menciona que el Poder Ejecutivo Nacional fijará la política nacional con respecto a las actividades mencionadas en el artículo 2º -las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos estarán a cargo de empresas estatales, empresas privadas o mixtas, conforme a las disposiciones de esta ley y las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo-, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del

país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

Entonces ¿Cómo se establece el límite de las potestades provinciales con relación a las facultades propias del Poder Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos?

El artículo 75, inciso 12, de la Constitución Nacional menciona que corresponde al Congreso *“dictar los Códigos Civil, Comercial, Penal, de Minería, y del Trabajo y Seguridad Social, en cuerpos unificados o separados...”*.

Por su parte, el artículo 126 de la Constitución Nacional aclara que *“las provincias no ejercen el poder delegado a la Nación...ni dictar los Códigos Civil, Comercial, Penal y de Minería, después que el Congreso los haya sancionado...”*.

Así las cosas, la ley de hidrocarburos es materia propia del Código de Minería, aunque se dicte en un cuerpo separado y, por lo tanto, encuadra en el artículo 75, inciso 12, de la Constitución Nacional. (Sabatini, Rubén; 2008<sup>6</sup>).

La Ley 26.741<sup>7</sup>, del año 2012, declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos.

Asimismo, también declaró no sólo de utilidad pública y sujeto a expropiación el cincuenta y un por ciento (51%) del patrimonio de YPF Sociedad Anónima representado por igual porcentaje de las acciones Clase D de dicha empresa, pertenecientes a Repsol YPF S.A., sus

controlantes o controladas, en forma directa o indirecta; sino también declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el cincuenta y un por ciento (51%) del patrimonio de Repsol YPF GAS S.A. representado por el sesenta por ciento (60%) de las acciones Clase A de dicha empresa, pertenecientes a Repsol Butano S.A., sus controlantes o controladas.

El Decreto 929/2013<sup>8</sup> aclaró en sus considerandos que “*se dispone la creación de un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales, en el marco de las Leyes Nros. 17.319, 26.197 y 26.741, el que será de aplicación en todo el territorio de la República Argentina...*”.

Allí se definió a la “*Explotación No Convencional de Hidrocarburos*” como la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad.

Toda concesión de explotación confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos convencionales y no convencionales que existan en las áreas comprendidas en el respectivo título de concesión durante los plazos que correspondan.

Finalmente, las respectivas Autoridades de Aplicación, es decir las Provincias o la Nación, según sea territorio de dominio provincial o de dominio nacional el lugar en que se encuentren los yacimientos de gas y de petróleo, podrían dentro del área de concesión subdividir el área existente en nuevas áreas de explotación no con-

vencional de hidrocarburos y otorgar nueva concesión que recaerá sobre el titular de la concesión del área que así lo solicite.

La ley 27.007, en su artículo 5°, introdujo el artículo 27 bis a la Ley 17.319, entendiéndose por Explotación No Convencional de Hidrocarburos la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad.

Por otra parte, Ley 27.007 dispuso que el Estado Nacional incorporará al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, creado por el Decreto 929/13, a los proyectos que impliquen la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a doscientos cincuenta millones de dólares estadounidenses (US\$ 250.000.000) calculada al momento de la presentación del “*Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos*” y a ser invertidos durante los primeros tres (3) años del proyecto (Explotación Convencional, Explotación No convencional y Explotación Costa Afuera).

La Resolución 74/2016<sup>9</sup>, del 18/05/2016, ex Ministerio de Energía y Minería, creó el “*Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural*”. Asimismo, en el Anexo I definió a los Yacimientos de “*Tight Gas*” o “*Shale Gas*” como aquellos reservorios de gas caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante



utilización de tecnologías de avanzada y fijó el precio de estímulo a SIETE DÓLARES ESTADOUNIDENSES CON CINCUENTA CENTAVOS POR MILLÓN DE BTU (7,5 USD/MMBTU).

La Resolución 46-E/2017<sup>10</sup>, 02/03/2017, ex Ministerio de Energía y Minería, estableció el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”.

El Anexo -sustituido por art. 1° de la Resolución N° 419-E/2017<sup>11</sup>, ex Ministerio de Energía y Minería B.O. 02/11/2017- definió al gas no convencional como el gas proveniente de reservorios de gas natural caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante utilización de tecnologías de avanzada (“Tight Gas” o “Shale Gas”).

Asimismo, también instauró un precio mínimo: (i) 7,50 USD/MMBTU para el año calendario 2018, (ii) 7,00 USD/MMBTU para el año calendario 2019, (iii)

6,50 USD/MMBTU para el año calendario 2020, (iv) 6,00 USD/MMBTU para el año calendario 2021. 5. Precio Mínimo: (i) 7,50 USD/MMBTU para el año calendario 2018, (ii) 7,00 USD/MMBTU para el año calendario 2019, (iii) 6,50 USD/MMBTU para el año calendario 2020 y (iv) 6,00 USD/MMBTU para el año calendario 2021.

El Decreto 892/2020<sup>12</sup>, de fecha 13/11/2020, aprobó el “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino-Eschema de Oferta y Demanda 2020-2024”, basado en un sistema competitivo en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) y se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras, prestadoras del servicio público de distribución y subdistribución que hagan adquisiciones en forma directa de las empresas productoras y de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

El Decreto también declaró la promoción de la producción del gas natural argentino como de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina.

**Energía en movimiento**  
Diseñamos soluciones a medida para acompañar el potencial de nuestros clientes

**loginter**

**1º EXPORTACIÓN DE TORRES EÓLICAS**

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

Loginter is a company specializing in energy solutions, particularly in the export of wind turbine towers. The advertisement features a large image of a wind turbine tower being loaded onto a ship at night, with workers visible on the deck. The company's logo, a stylized red and grey swirl, is positioned in the upper right corner. The text 'Energía en movimiento' and 'Diseñamos soluciones a medida para acompañar el potencial de nuestros clientes' is in the upper left. The main headline '1º EXPORTACIÓN DE TORRES EÓLICAS' is at the bottom, along with the company website 'www.loginter.com.ar' and social media icons for Facebook, Instagram, and LinkedIn.

La Secretaría de Energía procederá a instrumentar el Plan de abastecimiento de volúmenes, plazos y precios máximos de referencia de gas natural en el PIST aplicable a los contratos o acuerdos de abastecimiento celebrados entre oferentes y demandantes garantizando la libre formación y transparencia de los precios.

El Plan considera: a) volumen -base total SETENTA MILLONES DE METROS CÚBICOS (70.000.000 m<sup>3</sup>) por día para los TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días de cada año calendario de duración del esquema y sujeto a modificación por la Secretaría de Energía-,

b) plazo -tendrá una duración inicial de CUATRO (4) años y podrá ser ampliado y OCHO (8) años para los proyectos costa afuera-,

c) exportaciones -podrán ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme por hasta un volumen total de ONCE MILLONES DE METROS CÚBICOS (11.000.000 m<sup>3</sup>) por día, a ser comprometidos exclusivamente durante el período no invernal y estas condiciones podrán ser utilizadas para la exportación de gas natural por ductos como para su licuefacción en el país y posterior exportación como GNL-,

d) procedimiento de oferta y demanda -los contratos particulares resultantes del esquema serán negociados mediante un mecanismo de subasta, licitación y/o procedimiento similar-,

e) agregación de la demanda -mecanismo que permita agregar las necesidades de gas natural de la demanda prioritaria y de usinas eléctricas, más las exportaciones en período no invernal-,

f) coordinación con programas de incentivo: -amalgamar el esquema con los planes de estímulo a la oferta de gas natural establecidos por las Resoluciones Nros. 46, de fecha 02/03/2017, 419 de fecha 01/11/2017 y 447 de fecha 16/11/2017, todas ex MinEM, respectivamente-,

g) valor agregado nacional y planes de inversión: -principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional de las facilidades en materia de empleo, provisión directa de bienes y servicios por parte de Pymes y empresas regionales y bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional-, h) misceláneas: -garantizar la seguridad de abastecimiento de gas natural desde el punto de vista de la previsibilidad de la oferta y la garantía de tarifas justas, razonables y asequibles para la demanda-,

El Estado Nacional podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a fines de administrar el impacto del costo del gas natural trasladado a los usuarios y la Secretaría de Energía podrá dictar una reglamentación para la discusión y debate de las tarifas de gas natural, pudiendo incluir me-

canismos de participación ciudadana.

Por otra parte, el Decreto deroga las Resoluciones 80/2017<sup>13</sup>, del 04/04/2017, ex MinEM, y 175/2019<sup>14</sup>, del 04/04/2019 de la entonces Secretaría de Gobierno de Energía, dependiente del ex Ministerio de Hacienda. La Secretaría de Energía deberá dictar los actos administrativos necesarios a fines de establecer un mecanismo de transición para los usuarios y las usuarias comprendidos en dichas Resoluciones.

El Banco Central de la República Argentina deberá establecer mecanismos idóneos a fin de facilitar el acceso al Mercado Libre de Cambios (MLC), cuando los fondos hayan sido ingresados por ese mercado y sean operaciones genuinas y destinadas a la financiación de proyectos del Plan y en caso de existencia de normas que limiten el acceso a dicho mercado para la repatriación de las inversiones directas y sus rentas y/o la atención de servicios de renta o principal de endeudamientos financieros del exterior.

La Comunicación "A" 7168/2020<sup>15</sup> del Banco Central de la República Argentina estableció las adecuaciones para las entidades financieras y las casas de cambio con relación a las operaciones ingresadas y liquidadas por el mercado de cambios a partir del 16/11/2020 y destinadas a la financiación de proyectos enmarcados en el "Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino-Eschema de Oferta y Demanda 2020-2024".

Finalmente, se invita a adherirse al Decreto a las provincias productoras de gas natural.

El Anexo del "Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino-Eschema de Oferta y Demanda 2020-2024" menciona que el inicio es el 1° de diciembre de 2020 -fecha a partir de la cual los Productores/as firmantes estarán obligados a cumplir con sus obligaciones emergentes y el Estado Nacional a abonar la diferencia del precio del gas que se genere entre el PIST autorizado para traslado a tarifas vigente a la fecha del inicio del Esquema y el precio adjudicado conforme a la subasta-, en función de los plazos necesarios para lograr mayor inyección en mayo 2021.

Con relación a las tarifas y subsidios aclara que: "La Secretaría de Energía del Ministerio de Economía definirá, con la asistencia del ENARGAS, en caso de que se la requiera, y a partir del precio resultante en la Subasta para el pago del gas en el PIST, cuáles son los niveles de subsidio en el precio del gas y el traslado (pass through) del costo de la demanda prioritaria vía contratos de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras. De esta manera, la Autoridad de Aplicación establece el contenido de la política pública de subsidios con el fin de proteger a los segmentos vulnerables de la población. De allí que esta incentiva tenga en cuenta tanto los precios

# CONTRIBUIMOS AL DESARROLLO ENERGÉTICO

## Fortín de Piedra, Neuquén.

En tiempo récord hicimos plantas, instalaciones y ductos en Vaca Muerta para que Tecpetrol pueda producir y transportar 17.5 millones de m<sup>3</sup> diarios de gas, que representan el 12% del consumo de Argentina.

EL FUTURO  
SE HACE

**TECHINT**  
Ingeniería y Construcción

## Indicadores de la industria del Petróleo del Gas

Cifras acumuladas del período (Enero-Septiembre) del año 2020 vs mismo período 2019 - N° 8



La **producción de Petróleo** total país de los primeros nueve meses del presente año fue de 21 millones de m<sup>3</sup>, es decir 76.643 m<sup>3</sup>/día, un 4,6 % menos que el mismo período del año anterior que fue de 80.360 m<sup>3</sup>/día.

Asimismo, la **producción No Convencional de Petróleo**, creció un 26,5 % en este período, alcanzando los 18.757 m<sup>3</sup>/día, contra los 14.827 m<sup>3</sup>/día correspondiente al mismo período del año 2019.

La **producción de Gas Natural** total país en el período 2020, alcanzó los 34,3 miles de millones de m<sup>3</sup>, es decir 125,3 millones de m<sup>3</sup>/día, un 7,7 % inferior a lo producido en el mismo período del año anterior que fue de 135,7 millones de m<sup>3</sup>/día.

Mientras que la **producción No Convencional de Gas**, decayó en el período un 6,5 %, alcanzando los 14,8 miles de millones de m<sup>3</sup>, es decir 54,1 millones de m<sup>3</sup>/día contra los 57,9 millones de m<sup>3</sup>/día registrados en el mismo período del año 2019.

requeridos para el desarrollo sostenible de la producción de gas en todas las cuencas de nuestro país, como los niveles tarifarios (y de subsidio) asociados que están relacionados con la demanda prioritaria”.

La relación con planes de estímulo vigentes se promueve complementar el Esquema con el Programa de estímulo dispuesto en las Resoluciones 46/2017 y sus modificatorias, 419/2017 y 447/2017, todas del ex Ministerio de Energía y Minería -objetivos: a) los volúmenes adicionales a los allí involucrados queden incorporados en la presente iniciativa de acuerdo con las condiciones del Esquema, b) la inversión del Estado Nacional durante la vigencia de dicho Programa redunde en precios competitivos y se dé forma a un solo mercado de gas con precios uniformes y c) se contemplen los derechos de quienes en la actualidad son beneficiarios/as de ese Programa de estímulo y se han previsto una serie de opciones de ingreso con el fin de igualar las condiciones de partida de todos los productores/as y se establecen medidas que comenzarán a tener vigencia al momento de su finalización en enero de 2022-.

Los contratos serán firmados entre productores/as, por un lado, y Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y/o CAMMESA, por el otro, resultantes del proceso de subasta establecido en el Esquema.

La demanda prioritaria es aquella demanda de gas natural de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras destinada exclusivamente a aquellos grupos de consumidores/as que, acorde a la normativa vigente, a la fecha del Esquema deben ser abastecidos/as de gas

natural por dichas prestatarias.

La demanda usinas es aquella demanda de gas natural destinada a la producción de energía eléctrica.

El volumen base total es el bloque de SETENTA (70) MMm<sup>3</sup>/d (o aquel mayor o menor que, sobre la base de lo propuesto por la Secretaría de Energía, adopten las partes) en los 356 días del año, por una duración de cuatro años. Dicho volumen se distribuye: a) Cuenca Austral -20 MMm<sup>3</sup>/d-, b) Cuenca Neuquina -47,2 MMm<sup>3</sup>/d y Cuenca Noroeste -2,8 MMm<sup>3</sup>/d-.

El Anexo A “Metodología de Asignación de Volúmenes” diferencia: a) Tratamiento de los productores/as beneficiarios/as del “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios no Convencionales”, en el marco de las Resoluciones Nros. 46/2017, 419/2017 y 447/2017, todas ex MinEM y b) Tratamiento de los productores/as no beneficiarios/as del Programa de Estímulo descrito en el punto a).

Asimismo, para los distintos tratamientos arriba mencionados, en ningún caso el precio resultante de aplicar el Valor Presente Neto (VPN) de los ingresos correspondientes a los volúmenes propuestos para el Período Base, ajustado en función del porcentaje de gas retenido que corresponda, podrá superar el precio máximo de 3,21 USD/MMBTU.

El Anexo B contiene el “Plan de Inversiones”.

La Resolución 317/2020<sup>16</sup>, del 20/11/2020, de la Se-

cretaría de Energía, convocó a Concurso Público Nacional para la adjudicación de un volumen de gas natural base total de SETENTA MILLONES DE METROS CÚBICOS (70.000.000 m3) por día para los 365 días de cada año calendario de duración del Esquema -aprobado por el artículo 2° del Decreto 892/2020- y un volumen adicional por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024 inclusive.

Todo ello, en los términos del Pliego de Bases y Condiciones “Concurso Público Gas Nacional - Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino-Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024”.

Asimismo, se convocó a participar del procedimiento de oferta y competencia a las empresas productoras inscriptas en el Registro de Empresas Petroleras -Sección Productoras-, a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), a la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH) y a la Asociación de Distribuidores de Gas (ADIGAS).

Las empresas distribuidoras y/o subdistribuidoras interesadas en adherir al Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 deberán remitir una nota de adhesión por el sistema TAD y se entenderá que sus obligaciones como

adherentes se generarán a partir de la firma de los contratos.

La creación de la “Mesa de Trabajo del Valor Agregado Nacional” tendrá como función realizar la elaboración de informes sobre la evaluación de los compromisos de inversión y de incremento proporcional y progresivo del Valor Agregado Nacional (VAN).

Finalmente, la Resolución contiene cuatro Anexos: a) Anexo I Pliego de Bases y Condiciones “Concurso Público Nacional - Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino-Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024”, b) Anexo II “Condiciones Particulares de Suministro” -modelo de contrato que deberán suscribir las empresas productoras y CAMMESA-, Anexo III “Modelo de Oferta” -modelo de contrato que deberán suscribir las empresas productoras y las licenciatarias de distribución y/o subdistribuidoras- y d) Anexo IV “Renuncia a Reclamos” -modelo de renuncia a los Beneficios de las Resoluciones Nros. 46 de fecha 2 de marzo de 2017, 419 de fecha 1° de noviembre de 2017 y 447 de fecha 16 de noviembre de 2017, todas del ex Ministerio de Energía y Minería-.

2. La Economía:



**Intepla SRL**, ha sido honrada con la compañía canadiense **BlackBerry** para representación en ARGENTINA en la comercialización de sus productos a clientes tales como Estado Nacional, provinciales y privados, pudiendo además ampliar a necesidades internacionales la oferta de servicios y venta.

Entre sus productos ofrece, una plataforma para la seguridad de extremo a extremo de las llamadas de voz y mensaje de textos en los dispositivos estándar de iOS y Android, no sólo protegiendo el contenido de las comunicaciones sino además verificando para su conexión la identidad de los participantes de la conversación. Diseñado para cumplir con las más estrictas normas de certificación, tecnología comprobada, es la confianza de los gobiernos claves: **NIAP, NSA, FIPS**.

**Casa Central:** Tel.: 0810-222-6565 / Calle 14 N° 1286 (1900) La Plata Bs.As. Argentina  
**Email:** ventas@intepla.com  
**www.intepla.com**

El desarrollo de los hidrocarburos convencionales como no convencionales requiere de un escenario económico sustentado en un programa macroeconómico saludable, aportando reglas de juego claras y previsible, eficiencia y confianza para posibilitar el desenvolvimiento del mercado.

En este sentido, la conformación de un fondo anticíclico permitiría paliar la volatilidad de los precios de los commodities en escenarios económicos complejos. Así las cosas, la Legislatura de la Provincia de Neuquén aprobó, el 20 de noviembre de 2020, la creación del fondo anticíclico “Fondo de Estabilización y Desarrollo”<sup>17</sup> integrado por excedentes de regalías provenientes de la producción de petróleo y gas percibidas por la provincia.

Por otra parte, la promoción de un régimen especial de beneficios fiscales como atractor para el acceso al financiamiento y para las inversiones necesarias sería muy conveniente para el impulso de las actividades en Vaca Muerta -estabilidad fiscal, libre disponibilidad de los dividendos, derechos de exportación, entre otros- permitiría no sólo una ampliación de la producción sino también de las exportaciones y un incremento en la percepción de divisas para la República Argentina.

Finalmente, cabe mencionar el vencimiento de la fecha establecida en el artículo 1° del Decreto 488/2020<sup>18</sup>

de fecha 18/05/2020, que menciona que “a partir de la publicación del presente decreto y hasta el 31 de diciembre de 2020, las entregas de petróleo crudo que se efectúen en el mercado local deberán ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y sujetos comercializadores, tomando como referencia para el crudo tipo Medanita el precio de DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA Y CINCO por barril (USD 45/bbl), este precio será ajustado para cada tipo de crudo por calidad y por puerto de carga, utilizando la misma referencia, de conformidad con la práctica usual en el mercado local”.

Fuente: IAPG - Instituto Argentino del Petróleo y del gas

### 3. Las Políticas Públicas:

La ley 17.319 de Hidrocarburos con sus modificaciones mantiene su plena vigencia desde el año 1967 y evidencia la presencia de un marco legal eficiente y estable, precondition para el desarrollo del sector energético.

Las reglas de juego claras permiten que un sistema de incentivos sano premie los mejores esfuerzos de los actores del mercado.

Todo ello impacta y se ve reflejado en la confianza, la

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



### ENTIDADES ADHERIDAS

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

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

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

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

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

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

**C.E.C.A.E.R** Cámara de Estaciones de Combustibles Anexos de Entre Rios.

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

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

**C.E.GNC**  
Cámara de Expendedores de GNC

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

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

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

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

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

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

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

volátil piedra basal de los negocios, que constituye la garantía a largo plazo de la continuidad de las inversiones y, por ende, del desarrollo del sector, de sus empresas, de las provincias, de las regiones y de la Nación, maximizando la producción y las exportaciones.

Las políticas públicas participan en este ‘juego’ como un gran catalizador y amalgama de la visión común de los grandes objetivos y actores del sector, en un marco de consenso que genere el compromiso y la previsibilidad necesarios que sustentan los planes a largo plazo y propulsan las potencialidades en vistas a su máximo desarrollo productivo, económico y a su máxima contribución al ámbito federal.

En este sentido, la Corte Suprema de Justicia de la Nación en el caso *“Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEE-RA) c/Buenos Aires, Provincia de y otro s/ acción declarativa”*<sup>19</sup> mencionó el federalismo de concertación tendiente a *“establecer mediante la participación concurrente del Estado Nacional y las provincias un programa, destinado como en el caso, a adoptar una política uniforme que armonice y posibilite la finalidad común de crecimiento de la economía nacional y de reactivación de las economías regionales”*.

Los recursos gasíferos de Vaca Muerta son una ventana de oportunidad para la promoción de la industria petroquímica y del mercado del Gas Natural Licuado (GNL) y su exportación como generadores de cadenas globales de valor a largo plazo, así como también la exportación del crudo de la cuenca.

Los próximos desafíos en la transición energética traerán la descarbonización de la matriz, el rol y la importancia del gas natural como energía de transición y su complementación con las energías renovables y la tecnología del hidrógeno.

<sup>1</sup> Ley 17.319. Buenos Aires, 23 de junio de 1967. Fuente: Infoleg.

<sup>2</sup> Ley 27.007. Ley N° 17.319. Modificación. Sancionada: Octubre 29 de 2014. Promulgada: Octubre 30 de 2014. Fuente: Infoleg.

<sup>3</sup> Constitución de la Nación Argentina. Ley N° 24.430. Ordenase la publicación del texto oficial de la Constitución Nacional (sancionada en 1853 con las reformas de los años 1860, 1866, 1898, 1957 y 1994). Sancionada: Diciembre 15 de 1994. Promulgada: Enero 3 de 1995. Fuente: Infoleg.

<sup>4</sup> Sustitúyese el artículo 1° de la Ley N° 17.319, modificado por el artículo 1° de la Ley N° 24.145. Administración de las provincias sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus respectivos territorios, lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas. Acuerdo de Transferencia de Información Petrolera. Sancionada: Diciembre 6 de 2006. Promulgada de Hecho: Enero 3 de 2007. Fuente: Infoleg.

Asimismo, el artículo 1° de la Ley 26.197 continúa mencionando que: “Pertenece al Estado nacional los yacimientos de hidrocarburos que se hallaren a partir de las DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley N° 23.968, hasta el límite exterior de la plataforma continental.

Pertenece a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley N° 23.968.

Pertenece a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio.

Pertenece a la provincia de Buenos Aires o a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda a sus respectivas jurisdicciones, los yacimientos de hidrocarburos que

se encuentren en el lecho y el subsuelo del Río de la Plata, desde la costa hasta una distancia máxima de DOCE (12) millas marinas que no supere la línea establecida en el artículo 41 del Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo y de conformidad con las normas establecidas en el Capítulo VII de ese instrumento.

Pertenece a la provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, aquellos yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley N° 23.968, respetando lo establecido en el Acta Acuerdo suscrita, con fecha 8 de noviembre de 1994, entre la referida provincia y la provincia de Santa Cruz”.

<sup>5</sup> Chevron San Jorge S.R.L. c/ Neuquén, Provincia s/ acción declarativa de inconstitucionalidad: Corte Suprema de Justicia de la Nación, 01 de noviembre de 2011, C.2126.XLI.

<sup>6</sup> Sabatini, Rubén (2008); “Provincialización de los Hidrocarburos. Sus efectos más trascendentes” en IV Seminario Estratégico. La Argentina y el Planeamiento Estratégico, Society of Petroleum Engineers de Argentina; 04/09/2008.

<sup>7</sup> Ley 26.741. Declárase de Interés Público Nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos. Créase el Consejo Federal de Hidrocarburos. Declárase de Utilidad Pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A. Sancionada: Mayo 3 de 2012. Promulgada: Mayo 4 de 2012, Fuente: Infoleg.

Principios de la política hidrocarburífera de la República Argentina: a) La promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones; b) La conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas; c) La integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales; d) La maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo; e) La incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo tecnológico en la República Argentina con ese objeto; f) La promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado; g) La protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos y h) La obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

<sup>8</sup> Decreto 929/2013. Créase el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos. Bs. As., 11/7/2013. Fuente: Infoleg.

<sup>9</sup> Resolución 74/2016. Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural. Creación. Bs. As., 18/05/2016. Fuente: Infoleg.

<sup>10</sup> Resolución 46-E/2017. Ciudad de Buenos Aires, 02/03/2017. Fuente: Infoleg.

<sup>11</sup> Resolución 419-E/2017. Ciudad de Buenos Aires, 01/11/2017. Fuente: Infoleg.

<sup>12</sup> DECNU-2020-892-APN-PTE-Aprobación. Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024-. Ciudad de Buenos Aires, 13/11/2020. Fuente: Infoleg.

El Plan contempla los siguientes objetivos: a) viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus propios yacimientos, b) proteger los derechos de los usuarios actuales y futuros y de las usuarias actuales y futuras del servicio de gas natural, c) promover el desarrollo de agregado nacional en la cadena de valor de toda la industria gasífera, d) mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural, e) sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional, f) coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno, g) generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos, h) otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación eléctrica de fuente térmica e i) establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural compatible con los objetivos de política energética establecidos por el Poder Ejecutivo Nacional.

<sup>13</sup> Resolución 80-E/2017. Expendedores de GNC - Compra de gas natural. Ciudad de Buenos Aires, 04/04/2017. Fuente: Infoleg.

<sup>14</sup> Resolución 175/2019. RESOL-2019-175-APN-SGE#MHA. Ciudad de Buenos Aires, 04/04/2019. Fuente: Infoleg.

<sup>15</sup> <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/237610/20201124> (último acceso 27/11/2020)

“1. Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para girar divisas al exterior en concepto de utilidades y dividendos a accionistas no residentes, sin la conformidad previa del BCRA en la medida que dicho requisito se encuentre vigente, cuando se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

1.1. Las utilidades y dividendos correspondan a balances cerrados y auditados.

1.2. El monto total abonado por este concepto a accionistas no residentes, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supere el monto en moneda local que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas. La entidad deberá contar con una declaración jurada firmada por el representante legal de la empresa

residente o un apoderado con facultades suficientes para asumir este compromiso en su nombre.

1.3. El acceso se produce no antes de los 2 años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el mercado de cambios de la operación que permite el encuadre en el presente punto.

1.4. La operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

2. Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios, sin la conformidad previa del BCRA en la medida que dicho requisito se encuentre vigente, para la cancelación al vencimiento de servicios de capital e intereses de endeudamientos con el exterior en la medida que el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 años y se verifiquen los restantes requisitos previstos en el punto 3.5. de las normas de "Exterior y cambios".

3. Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios, sin la conformidad previa del BCRA en la medida que dicho requisito se encuentre vigente, para la repatriación de inversiones directas de no residentes hasta el monto de los aportes de inversión directa liquidados en el mercado de cambios a partir del 16.11.2020, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

3.1. La entidad cuente con documentación que acredite el efectivo ingreso de la inversión directa en la empresa residente.

3.2. El acceso se produce no antes de los 2 años corridos desde la fecha de liquidación en el mercado de cambios de la operación que permite el encuadre en el presente punto.

3.3. En el caso de reducción de capital y/o devolución de aportes irrevocables realizadas por la empresa local, la entidad cuente con la documentación que demuestre que se han cumplimentado los mecanismos legales previstos y haya verificado que se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos" el pasivo en pesos con el exterior generado a partir de la fecha de la no aceptación del aporte irrevocable o de la reducción de capital según corresponda.

En todos los casos, la entidad deberá contar con la documentación que le permita constatar el carácter genuino de la operación a cursar, que los fondos fueron destinados a financiar proyectos comprendidos en el mencionado plan y el cumplimiento de los restantes requisitos previstos por las normas de "Exterior y cambios" no modificados por esta resolución."

<sup>16</sup> RESOL-2020-317-APN-SE#MEC. Ministerio de Economía, Secretaría de Energía. Ciudad de Buenos Aires, 20/11/2020. Fuente: Infoleg.

<sup>17</sup> [https://www.revistapetroquimica.com/crean-en-neuquen-un-fondo-anticiclico-integrado-con-excedentes-de-regalias-de-gas-y-petroleo/?utm\\_source=newsletterDiario23noviembre2020&utm\\_medium=email&utm\\_campaign=newsletterDiario](https://www.revistapetroquimica.com/crean-en-neuquen-un-fondo-anticiclico-integrado-con-excedentes-de-regalias-de-gas-y-petroleo/?utm_source=newsletterDiario23noviembre2020&utm_medium=email&utm_campaign=newsletterDiario). (último acceso 30/11/2020).

<sup>18</sup> Decreto 488/2020.DCTO-2020-488-APN-PTE - Petróleo Crudo en el Mercado Local.

Establécese Precio para Facturación de Entregas. Ciudad de Buenos Aires, 18/05/2020. Fuente: Infoleg.

Considerandos: "la drástica caída del precio internacional del barril de petróleo produce un grave perjuicio a la actividad del sector hidrocarburífero nacional, lo que provoca una fuerte disminución de los niveles de producción de petróleo crudo y de sus derivados, al tiempo que aumenta el riesgo de que la producción nacional no alcance a cubrir las necesidades del mercado interno".

"Resulta indispensable adoptar nuevas medidas urgentes y transitorias que permitan atender eficazmente los objetivos de la política hidrocarburífera y asegurar el autoabastecimiento a mediano plazo".

Artículo 1° "En caso de que, durante dicho período, la cotización del "ICE BRENT PRIMERA LÍNEA" superare los DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA Y CINCO por barril (USD 45/bbl) durante DIEZ (10) días consecutivos, considerando para ello el promedio de las últimas CINCO (5) cotizaciones publicadas por el "PLATTS CRUDE MARKETWIRE" bajo el encabezado "Futures", quedarán sin efecto las disposiciones del presente artículo.

Durante la vigencia del presente artículo, el precio establecido en el primer párrafo, o el que eventualmente fije la Autoridad de Aplicación en uso de las atribuciones conferidas en el primer párrafo del artículo 4° de este decreto, será de aplicación en todos los casos de entregas de crudo en el mercado local para la liquidación de las regalías hidrocarburíferas establecidas en el artículo 59 de la Ley N° 17.319".

<sup>19</sup> Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA) c/Buenos Aires, Provincia de y otro s/ acción declarativa, Corte Suprema de Justicia de la Nación, 19 de agosto de 1999, fallos 322:1781.

\* Abogado de negocios de energía. Estudio Bernardi Y Asociados Abogados [www.bernardi-asociados.com](http://www.bernardi-asociados.com) Este artículo no brinda asesoramiento ni constituye opinión legal

**Latitud 45**

Servicios de Cementación y Fractura

<https://www.linkedin.com/company/latitud-45>

Río Grande  
Tierra del Fuego

Cuenca Neuquina

Río Gallegos  
Santa Cruz

Apostamos  
a una matriz  
energética  
con el gas  
**como**  
**protagonista.**

Estamos haciendo  
realidad Vaca Muerta



**EXCELENCIA, INTEGRIDAD  
Y CREATIVIDAD EN SERVICIOS DE  
LOGÍSTICA Y ABASTECIMIENTO.**



## **COMPRAS Y CONTRATACIONES**

ESPECIALISTAS EN PROCESOS DE  
COMPRAS DE MATERIALES Y  
SERVICIOS.

IMPORTACIÓN DE REPUESTOS PARA  
EQUIPOS Y MATERIALES

## **O&M SERVICIOS CON PERSONAL**

GRILLAS SALARIALES AJUSTADAS A LOS  
CONVENIOS COLECTIVOS DE TRABAJO

BÚSQUEDA Y SELECCIÓN DE PERSONAL

ADMINISTRACIÓN DE PAYROLL

RELACIÓN DIRECTA CON LOS SINDICATOS.  
ASESORAMIENTO LEGAL EN MATERIA DE  
RRHH

## **LOGÍSTICA**

FREIGHT FORWARDING PARA CARGA  
GENERAL

EN CONTENEDORES, CARGA SUELTA  
Y A GRANEL.

IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

OPERADOR DE CARGA DE PROYECTO.

ALMACENAJE Y SERVICIOS A LA  
CARGA.

## **LOGÍSTICA DOMÉSTICA**

RECEPCIÓN DE CARGA, LOGÍSTICA,  
TRANSPORTE TERRESTRE, CUSTODIA,  
ALMACENAJE Y GESTIONES PORTUARIAS  
DE CARGAS NACIONALES Y EN PROCESO  
DE IMPORTACIÓN.

## **SERVICIOS A PERSONAS**

MEET & GREET / VISAS

AMI AGENCIA MARÍTIMA INTERNACIONAL

25 de Mayo 555, Piso 20, C1002ABK, Buenos Aires  
Tel: 54-11-4310 2400 – Fax: 54-11-4313 3251

Mail: AMIOnshore@ocean.com.ar  
Whatsapp: 54-9-11- 5324 5162

[www.amisa.com](http://www.amisa.com)