UNA PRODUCCIÓN DE ECONOJOURNAL —EDICIÓN BIMESTRAL / Nº 1 / AÑO 1 / DIC. 2017

TRAMA

VISIÓN DE PROTAGONISTAS

#1

Los planes de Shell en Vaca Muerta pág. 64

El futuro de las renovables pág. 84

La apuesta por el GNL pág. 94

Sustentabilidad pág. 100

EL ELEGIDO

PABLO BIZZOTTO DEBE FRENAR LA CAIDA DE LA PRODOUCCION DE YPF. EL DESAFIO DE TRANSFORMAR EL *UPSTREAM*, REINVENTAR LOS CAMPOS MADUROS Y DESARROLLAR NUEVOS PROYECTOS EN VACA MUERTA.

> Pág. 10

NOTAS **EXCLUSIVAS**

Hugo Eurnekian
CGC
pág. 18

Danny Massacese
PAE
pág. 26

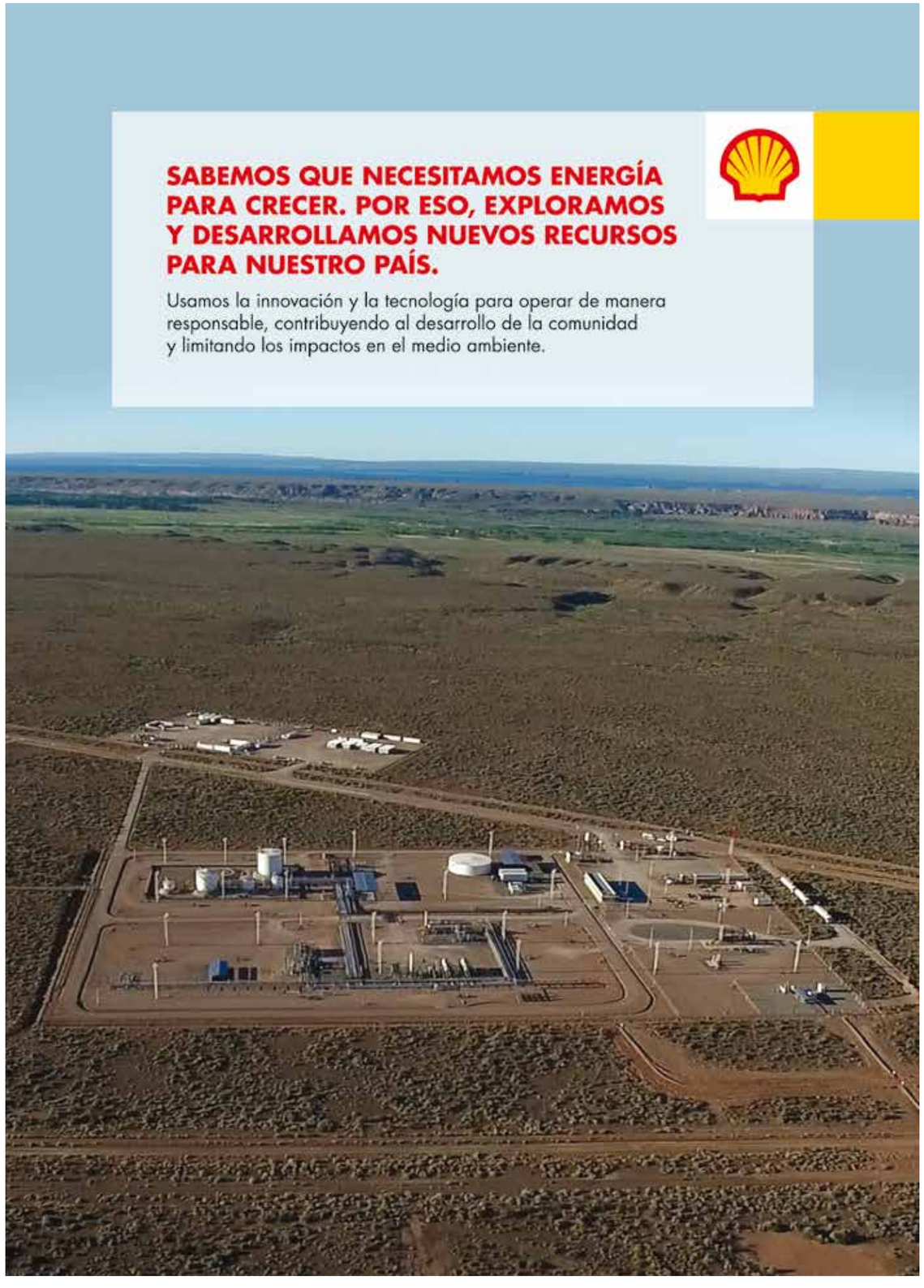
Alejandro Macfarlane
Camuzzi
pág. 32

Javier Martínez Álvarez
Tenaris
pág. 40

Maurizio Bezzeccheri
Enel
pág. 76

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.



CGC

SEGUIMOS CRECIENDO . . . DE NEUQUÉN AL MUNDO

GRACIAS A UN EQUIPO DE 250 PERSONAS EN ARGENTINA
Y ESTADOS UNIDOS QUE LO HACEN POSIBLE

ecostim
ENERGY SOLUTIONS

Petróleo y gas

- **Exploración y producción**
- **Midstream** — Transporte de petróleo & gas y producción de líquidos de gas natural
- **Downstream** — Refinería y comercialización, petroquímica

Electricidad

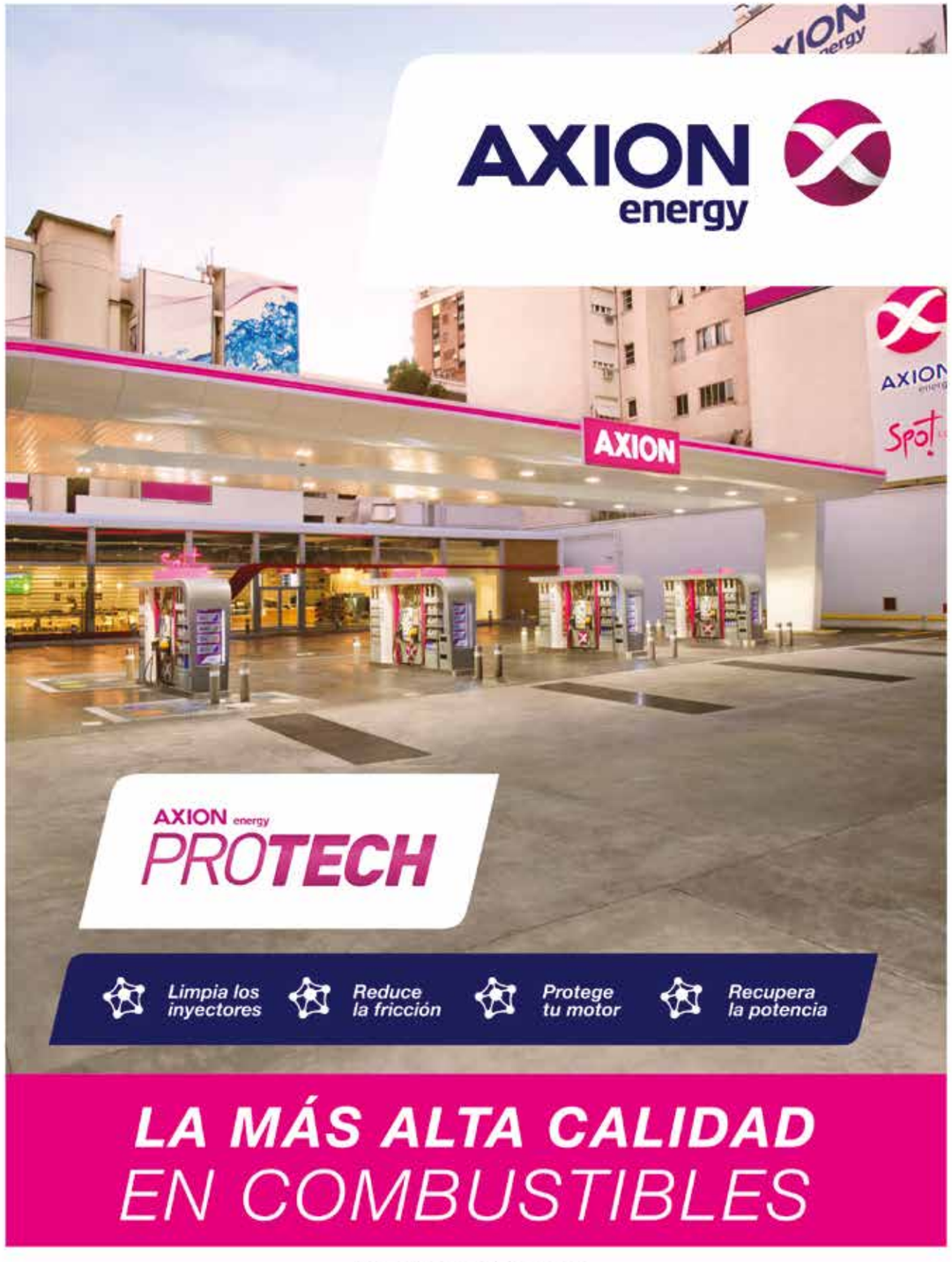
- **Generación**
- **Transmisión**
- **Distribución**

Pampa energía
Energía para Crecer

www.pampaenergia.com

#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

CREAR VALOR
Y RETRIBUIR
SOMOS UNA COMPAÑÍA INDEPENDIENTE DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
DE HIDROCARBUROS CON ACTIVOS Y PLATAFORMAS DE CRECIMIENTO EN
COLOMBIA, CHILE, BRASIL, ARGENTINA Y PERÚ.
www.geo-park.com
GEOPARK



Para más información ingresar en:
www.axionenergy.com

SPM

GESTIÓN AMBIENTAL — IRAM-ISO 14001:2005
GESTIÓN DE LA CALIDAD — IRAM-ISO 9001:2008
GESTIÓN S&SO — IRAM-ISO 18001:2007

Servicios Petroleros Mirasal: Única empresa petrolera con triple certificación IRAM – IQNET (ISO 9001- ISO 14001- OHSAS 18001) por su Gestión de la Calidad, Gestión Ambiental y Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional.

Instalada en Allen, Río Negro, ejecutando obras electromecánicas y montajes, tendido de ductos y movimientos de suelos. Realizando mantenimiento de plantas de gas y petróleo, transporte de cargas líquidas y sólidas. Todo el personal, más de 360 colaboradores directos, en cumplimiento con la legislación provincial vigente, íntegramente mano de obra local.
Flota de más de 180 equipos propios.

www.spmirasal.com.ar

TRAMA

Nicolás Gandini
Director Editor

Marcela Gonzalez
Directora

Diseño Editorial
Estudio ÁgredaDG
lea.agreda@icloud.com

Escriben
Alicia Giorgetti
Juan Manuel Compte
Fernando Krakowiak
Roberto Bellato
Paola Quain

Fotografía
Daniela Damerio

Corrección:
Pablo Valle

Comercialización
econojournal@econojournal.com.ar

REVISTA TRAMA
es una producción de
Econo Journal SRL
Viamonte 825 PB "A"
011 43932232

BIENVENIDOS A TRAMA

VISIÓN DE PROTAGONISTAS

EconoJournal tiene la visión de construir una editorial integral de contenidos periodísticos para el área energética y minera. En febrero, tras una importante experiencia en medios sectoriales (los accionistas son los fundadores de El Inversor Online), lanzamos Econojournal.com.ar, un medio digital que funciona como una agencia de noticias del sector petrolero, eléctrico y minero. En poco menos de un año, nuestro portal se convirtió en el medio periodístico más influyente del sector energético. Hoy somos una plataforma de referencia y consulta permanente para profesionales, ejecutivos y funcionarios públicos.

En forma complementaria, EconoJournal fue elegido este año por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG) para editar el Diario de la AOG 2017. La experiencia de cubrir el principal evento de Oil & Gas nos llevó a pensar que la industria requiere también de un producto periodístico de otras características, con un soporte diferente.

Eso nos inspiró a crear Trama, una revista que buscará reflejar la visión de los protagonistas del sector. ¿Por qué Trama? La trama de una historia es lo que le da vida, ese nudo de acciones y comportamientos que guían el curso de los acontecimientos. Sólo es posible conocer realmente la trama de una industria si se indaga en la visión de sus protagonistas, si nos sumergimos en ese conjunto de ideas que se materializan para dar forma a la realidad. Trama es una revista pensada para presentar a sus lectores la visión de esos líderes, personajes y empresas, a fin de conocer sus proyectos, estrategias y posicionamientos a largo plazo.

Entrevistas en profundidad, análisis consistentes de las tendencias y la presentación de las últimas innovaciones tecnológicas apuntalarán el contenido de este nuevo medio que presentaremos el Día del Petróleo.

En más de 15 años de experiencia en el sector hemos construido una red de relacionamiento que nos garantiza un acceso único a los máximos referentes de la industria. Trama se nutrirá de ese networking con el objetivo de presentar una propuesta novedosa de contenidos en un universo de 5000 stakeholders.

Si el mundo online puso el foco en la inmediatez y los múltiples y versátiles modos de consumo, los medios gráficos siguen contando con ventajas comparativas como la ilustración y la fotografía, el diseño estético y el desarrollo de temas en profundidad. Gracias por acompañarnos en esta nueva experiencia, ¡sean todos bienvenidos!

Marcela González
Directora

Nicolás Gandini
Director Editorial

Pablo Bizzotto

ENTREVISTA EXCLUSIVA CON PABLO BIZZOTTO, VP DE *UPSTREAM*

BUSCAMOS GENERAR UN AIRE FRESCO EN LA ORGANIZACIÓN DE YPF

EL NUEVO HOMBRE FUERTE DE LA COMPAÑÍA QUIERE TRANSFORMAR EL *UPSTREAM* DE LA MAYOR PETROLERA DEL PAÍS. CAMBIOS DISRUPTIVOS EN LA ARQUITECTURA ORGANIZACIONAL DEL ÁREA. EL DESAFÍO DE AGREGAR VALOR EN CAMPOS MADUROS PARA FRENAR SU DECLINACIÓN. EL EJECUTIVO ADELANTÓ CUÁLES SERÁN LOS NUEVOS PROYECTOS EN VACA MUERTA Y LOS PLANES DE RECUPERACIÓN TERCIARIA EN YACIMIENTOS DEPLETADOS.

Por Nicolás Gandini

> “
> EL VOLUMEN DE LOS RECURSOS DE YPF ASOCIADOS A LA RECUPERACIÓN TERCIARIA ES SIMILAR A LOS DE VACA MUERTA.

SU OFICINA DEL PISO 32 de la torre de YPF en Puerto Madero aún luce impersonal. A mano derecha de la entrada, un amplio escritorio se presenta prácticamente despoblado de objetos, con apenas unas carpetas, ordenadas, sobre la fórmica. No se observan fotos familiares ni cuadros en las paredes. Es lógico, se trata de un recién llegado. Ya habrá tiempo para eso. Dos computadoras, una *notebook* personal componen el minimalista entorno profesional. De fondo, el bullicioso centro porteño aparece impávido, casi olvidado.

La naturaleza muerta del lugar es, sin embargo, la perfecta contracara de la afiebrada rutina laboral de Pablo Bizzotto, el nuevo hombre fuerte del negocio de *upstream* de YPF. Bizzotto lidera desde septiembre la vicepresidencia del área de la mayor petrolera de la Argentina, que explica casi un 40% de la oferta de hidrocarburos del país. En los tres meses que tiene en el cargo, el ejecutivo –que viene de encabezar el desarrollo de los proyectos en Vaca Muerta– llevó adelante cambios disruptivos en el segmento de Exploración y Producción (E&P), considerado el corazón de valor de toda productora de petróleo y gas.

Lo que está en marcha es una ambiciosa reestructuración de la arquitectura organizacional del *upstream* de YPF. Tras el fallido paso del ex CEO Ricardo Darré, que en agosto se despidió de la empresa, Bizzotto conduce hoy ese movimiento, por mandato de Miguel Ángel Gutiérrez, presidente de la empresa, que embarcó a la petrolera en un proceso de transformación integral, de resultado aún incierto.

Bizzotto no lo dice, pero sabe que está frente al desafío profesional de su vida. Desde que se instaló en Buenos Aires, a fines de agosto, las extensas jornadas laborales se entrelazan una tras otra como en un *continuum*. Que su mujer y sus hijos se hayan quedado en Neuquén hasta el final del ciclo lectivo retroalimenta esa dedicación *full* time al trabajo. «Ahora en el verano nos instalaremos definitivamente en Buenos Aires. Como familia ya estamos acostumbrados, tenemos más de 10 mudanzas encima», comenta el directivo, naturalizando el desarraigo territorial que caracteriza a los petroleros.

En una entrevista exclusiva con *Revista TRAMA*, la primera que otorga desde que asumió como VP de *upstream*, el ejecutivo repasó los ejes centrales de su plan, adelantó cuáles serán los nuevos proyectos que lanzará la empresa en Vaca Muerta y resaltó la importancia de mejorar el factor de recuperación en campos convencionales (lanzarán 10 nuevos pilotos de recuperación terciaria).

Bizzotto –el único de los seis integrantes del comité ejecutivo de la empresa que no vivía en Buenos Aires– le imprimió de entrada su propio sello a la gestión de E&P. En las primeras dos semanas, creó cinco nuevos equipos que coordinan, a nivel nacional, todos los proyectos de la empresa según su tipología. Son cinco unidades: *shale* (que estará a cargo de Luciano Monti, con base en Neuquén), *tight gas* (Fabián Gutiérrez), *water flooding* (recuperación secundaria), EOR (terciaria) y convencional. El nuevo diseño contempla también un Equipo de Especificidades Técnicas, a cargo de Matías Fernández Badessich, que corta transversalmente los cinco anteriores y está enfocado en la estandarización de los mejores procesos, para optimizar el cómo se realizan los proyectos.

«Tiene tres pilares fundamentales. El primero es definir todos los *workflows* de cómo desarrollar un campo, cómo aterrizar un pozo horizontal, cuántos pozos realizar en un piloto, si se perfila o no, cada cuántos pozos se saca una corona, qué estudios se le hacen, etc. Es un *dream team* integrado por los mejores en todas las especialidades. En segundo lugar, establece los validadores técnicos de los proyectos. Es decir, cuando se presenta un prospecto de inversión, la validación técnica para certificar que el estudio de subsuelo esté bien hecho la hace este equipo. Y, tercero, tiene responsabilidad sobre los proyectos especiales», detalla Bizzoto, que nació en Allen, una localidad frutícola de Río Negro, y vivió en Tartagal (Salta) y Comodoro Rivadavia.

En la práctica, ¿cómo intervendría este equipo?

—

Definirá, por ejemplo, cómo producir un pozo de Vaca Muerta lo más rápido posible sin dañar la fractura, cómo migrar el *frac plan* utilizando arenas más económicas, cómo cambiar el diseño de fractura de *Plug & Perf* a camisas deslizables, entre otros muchos aspectos.

¿Qué otros puntos centrales tiene la nueva arquitectura organizacional?

—

Una particularidad importante es que creamos una línea de *water flooding* en secundaria y una de terciaria. Alguien podría decir que las líneas deberían estar juntas, y tendría sentido. La realidad es que YPF cuenta con una oportunidad enorme para mejorar los estándares en secundaria y, a su vez, en algunos lugares, la recuperación terciaria ya ha demostrado que tiene buenos

+

El año que viene es el más difícil

Las perspectivas de la compañía se presentan como muy interesantes. ¿Pero cuáles son los planes a corto plazo para frenar la caída de la producción de hidrocarburos?

—

Mi razonamiento es el siguiente: el objetivo central es que el convencional no decline, o decline lo mínimo posible. Eso implica ganarle a la naturaleza con tecnología y metodologías de recuperación secundaria y terciaria. Cada punto que le ganemos a la geología equivale, en la práctica, a actividad nueva. En vez de balancear declinación nos sirve para crecer. El convencional aporta una producción básica muy importante para YPF. Tenemos que lograr que eso se mantenga lo más estable posible.

¿Es posible «aterrizar» la producción para el año que viene? Parece difícil, porque la tendencia es a la baja.

—

No nos olvidemos que venimos de una adecuación de actividad por la caída de precio del petróleo. Frente a eso, debemos «aterrizar» esa producción convencional con todos los planes de choque y de implementación de tecnología, para que todo lo nuevo signifique crecimiento. El plan estratégico de la compañía es crecer en cinco años un 25%, es decir, con un promedio del 5% por año. El año más difícil es el próximo, porque venimos de una caída, al igual que toda la industria en la Argentina. El 2018 es el año de transición hacia el crecimiento.

¿Está definido el presupuesto del *upstream* para el año que viene?

—

Lo estamos terminando de cerrar, va a estar en el orden de lo que anunciamos en el plan estratégico: u$s 3.400 millones, de los cuales u$s 2.100 millones irán al desarrollo de *tight* y *shale*.

¿Qué cantidad de pozos tienen previsto perforar?

—

En el orden de 650 pozos en el *upstream*, de los cuales 300 se colocarán en campos no convencionales (100 en petróleo).

+

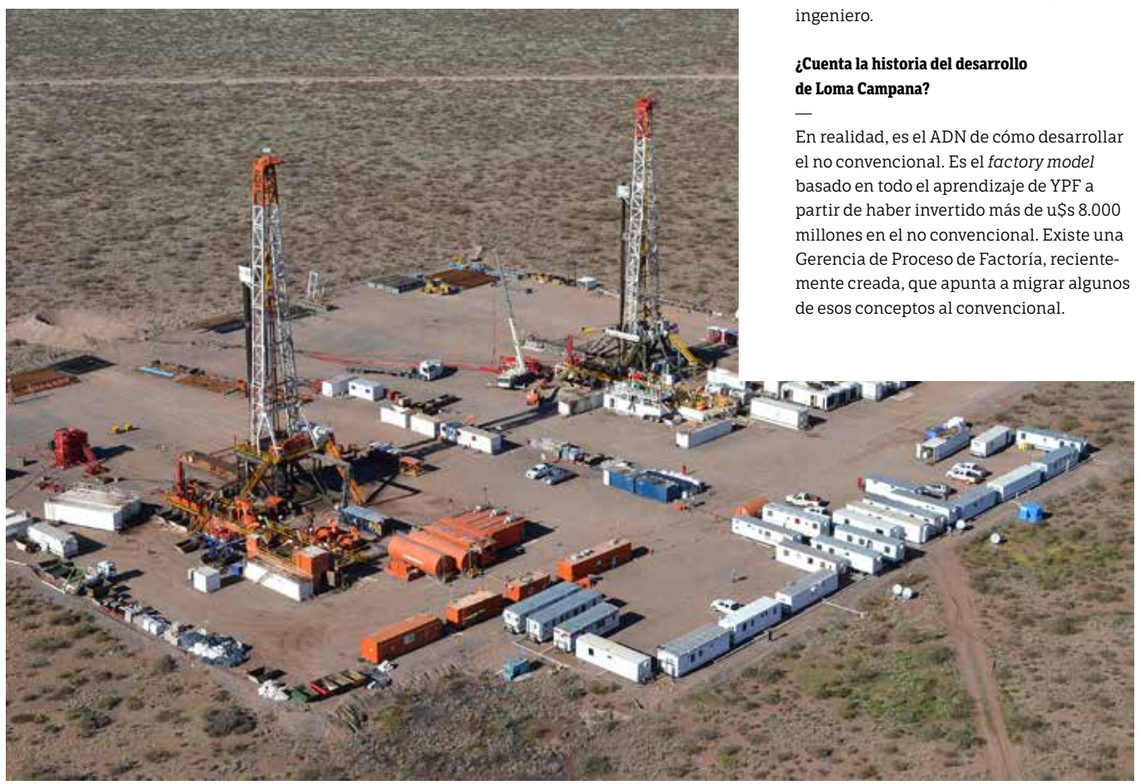
El manual de Vaca Muerta

YPF está preparando, con el soporte de una consultora internacional, el *factory model* del no convencional. «En breve vamos a sacar un manual de cómo es el ADN del no convencional, incluso para compartirlo con la industria», explica Bizzotto, de profesión ingeniero.

¿Cuenta la historia del desarrollo de Loma Campana?

—

En realidad, es el ADN de cómo desarrollar el no convencional. Es el *factory model* basado en todo el aprendizaje de YPF a partir de haber invertido más de u$s 8.000 millones en el no convencional. Existe una Gerencia de Proceso de Factoría, recientemente creada, que apunta a migrar algunos de esos conceptos al convencional.



resultados. Para atacar eso de manera agresiva, lo dividimos en dos frentes; posiblemente en el futuro esos dos mundos tengan que converger. Hoy tenemos que acelerar ambos desarrollos. El volumen de los recursos de YPF asociados a la recuperación terciaria son similares a los de Vaca Muerta. El actual precio del petróleo, un poco más alto, nos incentiva, si logramos reducir los costos, a replicar, de alguna manera, el factory mode del no convencional en la terciaria, instalando plantas modulares con polímeros. Me formé en el convencional, siempre rascando la cacerola en yacimientos pobres, muy maduros. Tal vez el brillo de Vaca Muerta nos llevó, de algún modo, a caer presos de nuestro propio éxito. El haber destrabado la rueda del negocio no convencional hace que los mejores proyectos en término de rentabilidad sean los de Vaca Muerta.

Concretamente, ¿cuál es el plan para avanzar con los proyectos de terciaria?

—

Lo que estamos haciendo es acelerar los pilotos. Vamos a comprar diez plantas para lanzar la misma cantidad de pilotos en tres provincias.

Hoy sólo cuentan con un proyecto en Manantiales Behr, en Chubut...

—

Sí, y en Cerro Bayo. Y tenemos planes para el sur de Mendoza, en la cuenca cuyana, así como también en la cuenca neuquina, en la zona de campos maduros de petróleo en Rincón de los Sauces, y en el golfo San Jorge, en Chubut y Santa Cruz. Las plantas que estamos comprando no representan grandes inversiones, pero nos permiten *deriskear* muchos proyectos y obtener información de manera rápida. Estamos pensando en hacer una alianza tecnológica con una de las fabricantes de plantas y de polímeros, e incluso desarrollar nuestras propias plantas, como AESA (empresa participada de YPF, de construcción e ingeniería). Al mismo tiempo que vamos *deriskeando* los campos, también queremos estudiar los proyectos con una unidad específica de *facilities* que hemos creado.

¿Qué objetivo persiguen estos cambios en la arquitectura organizacional?

—

Buscamos darle mayor dinamismo al *upstream*. Con estos cambios, lo que buscamos es generar un aire fresco en la organización, que de a poco se está dando. También continuamos con la modificación organizacional iniciada por Santiago Martínez Tanoira (hoy VP de *downstream*), que apunta a instalar una gestión por proyectos del área. Los cambios se enmarcan en el plan que está liderando la vicepresidencia de Carlos Alfonsi, a fin de diseñar todo un proceso de transformación para la compañía, apoyados en una consultora internacional que ha trabajado con las empresas más grandes del mundo.

¿Cómo se implementará la iniciativa?

—

Con esta consultora, estamos preparando un diseño organizacional del área para los próximos 10 años. Creamos un equipo multidisciplinario con los principales referentes del *upstream*, que está trabajando con la consultora para establecer la arquitectura organizacional de YPF para los próximos 10 años. Uno de los problemas que hemos tenido es la gran cantidad de cambios que hubo. Frente a eso, el objetivo fundamental es sentar una estructura que se mantenga en el tiempo, obviamente con algún maquillaje, pero sin caer en el efecto «limpiaparabrisas» de ir de un lado para el otro. En ese marco, hemos incorporado gente nueva que nos aporta otra manera de hacer las cosas y de pensar. Es el caso, por ejemplo, del gerente de Tecnologías *Upstream*, Eugenio Ferrigno, que lideró la automatización de varios yacimientos en Latinoamérica y participó del perfeccionamiento de los sistemas de control de manera inteligente de Loma Campana, y hoy tiene el desafío de pensar el yacimiento del futuro de YPF. Desde su puesto, va a ser un nexo fundamental con Y-TEC (la compañía coparticipada entre YPF y el Conicet).

Aprovecho que hacés referencia a Loma Campana, el principal desarrollo de Vaca Muerta de YPF. ¿Cómo definirías el momento que atraviesa el proyecto?

—

Creo que estamos viviendo una etapa de consolidación del equipo. Cuando uno llega a Loma Campana, siente una energía especial de la gente que participa del desarrollo. El primer gran logro fue motorizar una inversión tan grande que posibilitó transitar todo el *deriskeo* de Vaca Muerta y el entendimiento que hicimos en conjunto con Chevron, que merece un reconocimiento especial. En el proyecto se vive un profesionalismo distinto. Por lo tanto, es un equipo que no podemos tocar, porque está bebiendo una consolidación muy grande.

Con la empresa malaya Petronas, ¿cómo está avanzando el proyecto en La Amarga Chica?

—

Con Petronas estamos transitando todas las fases del piloto. Ahora estamos a punto de terminar la fase 2 para entrar en la 3, que es la fase donde testeamos todos los cambios de parámetro, es decir, cambios de *frac plan*, sistemas de extracción, todo lo vinculado a las sensibilidades que pueden darnos productividades distintas. Los resultados, en términos de costo, en los últimos pozos, se han acercado muchísimo más a Loma Campana (la última información

—
Pablo Bizzotto

oficial de YPF da cuenta de un costo unitario por pozo de u$s 8,2 millones), aun estando en una etapa de toma de información. La productividad de los pozos, en tanto, está siendo mejor que la esperada, en algunas zonas incluso con mejores productividades que la de Loma Campana, en especial en lo que se conoce como el triángulo norte de La Amarga chica, que está en el límite de un petróleo más pesado, donde en un principio teníamos algunas dudas.

¿Cuáles son los próximos pasos?
—
El condimento más importante es que ya acordamos con el socio una visión única de diseño del *full development plan* para toda la vida del campo.

Pero todavía la decisión de inversión en el desarrollo comercial no está tomada...
—
Estamos en el proceso y no vemos nada que diga que no vamos a entrar a fase de desarrollo. De hecho, vemos un escenario de terminar de «pilotear» todos los triángulos del campo y, posiblemente, entrar en fase de desarrollo temprana en el triángulo sur hacia fines del año que viene.

¿Qué otras oportunidades existen en el porfolio de activos de YPF en la cuenca neuquina?
—
En petróleo, la baja de costos propició que Vaca Muerta sea mejor proyecto de crudo dentro del porfolio. Un objetivo trascendental, para mí, en la cuenca neuquina, es poner en valor Molles (otra formación de roca generadora de hidrocarburos), para lo cual estoy haciendo mucho énfasis en la necesidad de terminar la exploración no convencional de todas las rocas madres de la Argentina.

¿En Molles se apunta a objetivos en el *tight* o en el *shale*?
—
Tiene partes *tight* y otras *shale*.

El *tight gas*, que representa más de un 20% de la producción, ha sido muy importante para YPF en los últimos años. ¿Qué evaluación te merece la resolución 419 del Ministerio de Energía, que reglamentó el nuevo programa de estímulo para el gas no convencional? Desde algunas empresas, advierten que desincentiva la inversión en campos desarrollados de *tight*...
—
Las conversaciones por la implementación de la resolución no están cerradas. Estamos explicándole al Ministerio cuál es la situación de cada uno de los proyectos. Tuvimos una reunión esta semana por este tema (NdR: la entrevista se concretó a fines de noviembre). Nosotros queremos hacer, perforar, y que, de alguna manera, se reconozca el esfuerzo que ha hecho YPF, dado que fue esta empresa quien puso en valor, y casi dio el puntapié inicial, a la industria del *tight* y del *shale gas* en Argentina. No estuvimos expectantes de mejores costos. Desarrollamos la capacidad, deriskeamos la geología, la tecnología y la logística. Hoy operamos 17 millones de metros cúbicos por día de producción de *tight gas*. Esa producción nueva, hace tres o cuatro años, no existía.

¿Cómo es el avance de los nuevos proyectos en Vaca Muerta?
—
En el área Bandurria, tenemos un socio tecnológico excelente como Schlumberger, vamos a acelerar el proceso de piloto y, posiblemente, en la zona pegada a Loma Campana, entremos en fase de desarrollo temprana. Hacia fines de 2018, tomaremos alguna decisión.
Por otro lado, queremos ir hacia el norte neuquino. Sabemos que el norte se caracteriza por una realidad más convencional en yacimientos maduros. Por eso precisamos que los líderes sindicales nos acompañen, para lograr una mejora de la eficiencia y migrar el concepto que ya logramos en otros campos de las zonas sur y este de Vaca Muerta. Nos interesa avanzar con Statoil en Bajo del Toro y visualizar Chihuido de la Sierra Negra, a ver qué oportunidades tenemos ahí. Arambuena lo vemos un poquito más adelante con Chevron, porque estamos desembolsando mucho capital en Loma Campana y, honestamente, competir hoy con Loma Campana en términos de rentabilidad es difícil; pero estamos considerando avanzar en una fase 2 de exploración y piloto, para poner el bloque en valor en 2019.

¿Qué oportunidades figuran en carpeta para el *shale gas*?
—
Creo que los grandes jugadores de *shale gas* van a estar relacionados con la aguada La Arena, que es un campo de gas y condensado 100% de YPF. Ahí estamos completando pozos ahora, al igual que en Rincón del Mangrullo pusimos en marcha tres pozos en Vaca Muerta que tienen un muy buen desempeño. En La Rivera, en tanto, pusimos dos pozos, también con resultados positivos.

¿El Orejano (el área que YPF desarrolló con Dow) ya alcanzó el plató de producción de *shale gas*?
—
Aún no, produce 4,4 MMm3/día de *shale gas*. Está previsto continuar el desarrollo bajo la órbita de la resolución 46-E, porque existe crecimiento en el bloque. Los últimos pozos que hicimos fueron muy buenos, y hemos alcanzado un costo métrico de pozo muy similar a Loma Campana. ×

HUGO EURNEKIAN, PRESIDENTE DE CGC

VACA MUERTA NO ES LA ÚNICA OPORTUNIDAD QUE OFRECE LA ARGENTINA

HUGO EURNEKIAN DETALLA EL AMBICIOSO PROYECTO DE CGC, QUE SE METIÓ EN EL *TOP-FIVE* DE MÁXIMOS PRODUCTORES DE GAS Y CONFÍA EN DUPLICAR SU OFERTA DE HIDROCARBUROS EN LOS PRÓXIMOS CUATRO AÑOS. LA ESTRATEGIA DE SUMAR SOCIOS PARA INVERTIR EN LA EXPLORACIÓN DE LA CUENCA AUSTRAL, UN *PLAY* CASI OLVIDADO EN LA INDUSTRIA QUE PODRÍA CONVERTIRSE EN UN IMPORTANTE PULMÓN GASÍFERO.

Por Nicolás Gandini

EN >

> “ LA DE CGC NO ES SOLAMENTE UNA HISTORIA DE LA REFUNDACIÓN DE UNA EMPRESA, SINO QUE INVOLUCRA TAMBIÉN LA REVITALIZACIÓN DE LA CUENCA AUSTRAL.

LA JUVENTUD de Hugo Eurnekian contrasta con la templanza con la que se expresa. Habla tranquilo, seguro de sus palabras. Si cinco años atrás le decían que festejaría su cumpleaños número 35 en Río Gallegos, y que esa ventosa ciudad patagónica se convertiría en un destino frecuente en su agenda, probablemente no lo hubiese creído. «Disfruto viajar a Santa Cruz, me gusta recorrer los yacimientos», comenta el presidente de Compañía General de Combustibles (CGC), brazo petrolero de Corporación América, el *holding* que lidera su tío Eduardo.

La de CGC no es solamente una historia de la refundación de una empresa, sino que involucra también la revitalización de la Cuenca Austral, un *play* eminentemente gasífero que durante años estuvo olvidado por los jugadores locales del *upstream* de hidrocarburos.

«Si miro para atrás, la visión que teníamos y los *drivers* que nos llevaron a apostar por Santa Cruz fueron un acierto. Compramos CGC en 2013 (de manos de Southern Cross, el fondo de Norberto Mortita, que había adquirido la empresa algunos años atrás en el concurso de Sociedad del Plata), cuando el incremento del precio del gas no estaba en los papeles de nadie. Los productores locales recibían alrededor de u$s 1 por millón de BTU. Pese a eso, compramos CGC por sus activos en una cuenca gasífera subexplorada y subdesarrollada», explica Eurnekian, que recibió a *Revista TRAMA* en su oficina del segundo piso del laberíntico edificio de Corporación América de la calle Bonpland, en pleno Palermo.

Sobre la mesa principal se despliega un gran mapa de Santa Cruz; éste identifica las concesiones de la petrolera que, con una oferta de 3,5 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/d) de gas, se metió en el *top-five* del *ranking* de mayores productores, según estadísticas de septiembre del IAPG. Y la apuesta es duplicar su producción de gas en dos o tres años.

Una foto con su pequeño sobrino (hijo de su hermano mayor Martín, que conduce los hilos de Aeropuertos Argentina 2000), un imponente monitor Mac, dos cuadros de génesis impresionista y una botella de agua mineral son parte del elenco estable de su ámbito laboral.

A fines de octubre, CGC firmó un acuerdo con la compañía británica Echo Energy, hasta ahora desconocida en estas tierras, para invertir u$s 150 millones en la exploración de cuatro áreas –Fracción C, Fracción D, Laguna de los Capones y Tapi Aike–, que la petrolera de Eurnekian opera en el sur de Santa Cruz. La noticia fue una bocanada de aire fresco para la provincia y para el negocio del *upstream* en general. Es la primera vez en la década que una petrolera independiente lleva adelante un programa de inversión tan ambicioso destinado íntegramente a la exploración pura de hidrocarburos. Para poner en blanco sobre negro el proyecto, basta decir que la inversión anunciada equivale al presupuesto de exploración de YPF, el mayor jugador del mercado, para 2018.

«Son áreas muy grandes, que prácticamente no cuentan con estudios de sísmica 3D. En total, vamos a correr una campaña de más de 3.000 kilómetros de sísmica. En la Cuenca Austral hay mucho espacio para crecer. En 10 años, ésta puede ser como la Cuenca del Golfo de San Jorge o la Cuenca Neuquina. Podrían trabajar decenas de empresas cuando hoy estamos trabajando sólo tres o cuatro. El gran desafío de la industria es lograr un mayor dinamismo para atraer más jugadores. Si bien hoy Vaca Muerta es una gran oportunidad, no es la única», advierte Hugo, que en su tiempo vacacional disfruta de la práctica de *windsurf*.

¿Cuáles fueron los primeros pasos en la industria hidrocarburífera?, preguntamos al empresario.

—

Empezamos a invertir en petróleo y gas alrededor del 2007, cuando creamos Unitec Energy y armamos un primer equipo propio con geólogos y reservoristas. Tuvimos algunas áreas en la Cuenca Neuquina y en la del golfo San Jorge. Fue una primera etapa prospectiva, de conocimiento y de empezar a entender la industria. De ese análisis, la conclusión fue que debíamos posicionarnos en la Cuenca Austral porque había poca inversión, escasas empresas trabajando y se trataba de una cuenca subexplorada y subdesarrollada, más bien gasífera. La Argentina tenía el 52% de su matriz energética apoyado sobre el gas e importaba GNL (gas licuado) a u$s 17 por millón de BTU, cuando el precio local era de u$s 1. Era evidente que la situación resultaba insostenible, porque ese desbalance era uno de los mayores causantes del déficit fiscal.

>
Una regasificadora en el Río de la Plata

CGC está llevando una serie de estudios técnicos para construir una tercera terminal regasificadora de gas natural licuado (GNL). Sería la primera en el Río de la Plata (las otras están en Bahía Blanca y en Escobar, sobre el Paraná) y la primera *offshore* frente a las costas de Buenos Aires para inyectar gas directamente en el mayor centro de consumo del país.
«Es un proyecto de unos u$s 600 millones. Estamos avanzando con la ingeniería lo más rápido posible. Luego vendrá la etapa de los permisos. Calculamos que para principios del año que viene todo estará listo. Los grandes compradores de gas, como los generadores y las distribuidoras, jugarán un papel muy relevante en la transición que plantea el Estado. Tenemos en claro que vamos hacia un mercado abierto en el que cada *player* deberá autoabastecerse. Teniendo esto en cuenta, creemos que no hay mejor proyecto de infraestructura o de solución técnica para abastecer el pico de demanda. ¿Por qué? Porque, en lugar de inyectar en el *anillo* de gasoductos que rodea Buenos Aires, lo hace directamente desde el otro lado. Con lo cual el Enargas, en lugar de planificar los despachos de gas mirando los pronósticos del tiempo a una semana, con este proyecto puede hacerlo en dos días. La construcción se va a lanzar cuando atemos algunos cabos más», detalla Eurnekian.

CGC se metió en el *top five* de productores con el gas que extrae en Santa Cruz.

<

Cinco años atrás, el sur de Santa Cruz sufría por su alta conflictividad sindical, con muchas empresas que querían salir de la provincia. ¿Cómo evaluaron esa situación en el momento de comprar CGC?

—

Cuando compramos la empresa, veíamos dos grandes riesgos. Uno es que no éramos operadores y para hacer lo que queríamos hacer teníamos que serlo. Petrobras era el socio operador. Y el otro punto era el sindical. Hablamos con algunas petroleras con actividad en la cuenca y nos decían: «¿Están seguros de lo que van a hacer?». Desde que entramos, tardamos dos años en comprar la participación a Petrobras y, por ende, tomar la operación de los campos. Al ser socio no operador y ver cómo se manejaba con los sindicatos, era obvio que había problemas. La persona (de la petrolera brasileña) que se ocupaba de esto no tenía poder de decisión. Hoy me ocupo del tema personalmente, al igual que la primera línea de CGC. Además, por el tamaño de la empresa, contamos con una mayor agilidad para tomar decisiones. También nos ayudó el cambio de época. El Plan Gas (tal como se conoce en la jerga petrolera el Programa de estímulo a la inyección excedente de gas que lanzó el gobierno de Cristina Kirchner en 2013) contribuyó a viabilizar el desarrollo de campos de gas que Petrobras había cerrado porque no eran económicos. En esos yacimientos, sólo tuvimos que reabrirlos y realizar un mínimo de inversión para conectarlos al sistema. Lo que veíamos como proyección se fue verificando en la práctica.
Al mismo tiempo, pusimos el foco en armar un mejor equipo técnico. Eso nos permitió, muy poco tiempo después de tomar la operación, viabilizar ciertas tecnologías y desarrollar el *tight gas*, que hoy es el proyecto más importante que tenemos e incluye pozos horizontales, direccionales con monogor, sin *tubing*, y fracturas de gran magnitud que viabilizaron el desarrollo de *tight gas*, que explicará buena parte del crecimiento a futuro que vemos.

¿Hay espacio para que se incorporen nuevos jugadores a las áreas que opera CGC?

—

Hay mucho espacio. Podrían trabajar decenas de empresas cuando hoy estamos trabajando tres o cuatro. Desde mi visión, el gran desafío de la industria hoy es mayor dinamismo y más jugadores. Si bien hoy Vaca Muerta es una gran oportunidad, pareciera que es la única, y eso no es así. No debemos actuar con ceguera, porque Vaca Muerta es un proyecto para grandes jugadores. La industria necesita, a su vez, duplicar o triplicar la cantidad de jugadores en todo tipo de campos. Tiene que haber desarrollos de petróleo en campos maduros, someros, profundos, *tight*, convencionales e inversiones en exploración.

¿Qué medidas debería adoptar el Estado para avanzar en esa dirección?

—

El Estado tiene que dar reglas claras de juego y está marcando un norte evidente. ¿Hacia dónde vamos? Hacia el libre mercado. Esto lo comprende todo el mundo. En el corto plazo podemos discutir sobre cómo llegamos a ese lugar; es difícil pasar de donde estábamos a una apertura total, es una transición complicada, y cada uno puede tener su opinión al respecto. Pero está claro hacia dónde nos dirigimos, y no me caben dudas de que esto atrae y genera más dinamismo en el mercado, que es lo que necesitamos.

¿Está maduro el mercado para que eso suceda?

—

Todavía no, está inmaduro.

¿Y aun así se puede convencer a un inversor externo para que apueste en el negocio petrolero?

—

Bueno, nosotros hemos avanzado. Acabamos de cerrar un acuerdo para que venga una empresa (Echo Energy) e invierta u$s 150 millones en exploración.

¿Y por qué no es una tendencia que se repita en la industria?

—

Porque, en general, hay pocas empresas (en el *upstream* local) y porque hay una idea de que el negocio de *Oil & Gas* en la Argentina es igual a Vaca Muerta. Cuesta mostrar otras cuencas.

¿Les preocupa el cambio en el programa de estímulo al gas

EN >

(asentado en la Resolución 46 del Ministerio de Energía), que otorga subsidios sólo al gas no convencional, y no a toda la producción, como el plan anterior?

—

No, por los números que trazamos. Las áreas que compramos a Petrobras llegaron a producir 6 MMm³/d. A principios de este año, estábamos en 2,2 MMm³/d y hoy estamos en 3,5 MMm³/d. Subimos la producción un 50% este año.

¿Pueden aumentar más?

—

Sí, tenemos que llegar a 6 o 7 MMm³/d en dos o tres años.

GAS POR RENOVABLES

Corporación América fue el primer desarrollador de energías renovables en Uruguay. Llevó adelante dos proyectos eólicos que hoy cubren buena parte de la demanda eléctrica del país vecino. Sin embargo, el año pasado, la empresa tomó la decisión de desprenderse de esos activos.

¿Vendieron esos proyectos para apostar por el gas de Santa Cruz?

—

Nos desprendimos de la energía eólica en Uruguay porque era un excelente negocio hacerlo. Tuvimos la idea de replicar y seguir con el modelo (renovable) aquí en la Argentina. Pero nos encontramos con precios que, a nuestro entender, eran bastante más bajos de los que hacían sentido. Participamos, perdimos y no seguimos participando. Así que nos enfocamos en continuar este desarrollo del gas. Esto no significa que no creamos en las energías renovables, creemos que se vienen y tenemos que estar atentos porque es un desafío fenomenal para la industria. Todavía es una tecnología muy complementaria por la característica de la intermitencia. El desarrollo de las baterías para almacenaje de la energía aún no es económicamente viable, pero eso se viene.

Las mejores mentes del mundo y fondos gigantescos están dedicados a la investigación de ese tipo de tecnologías. El día que eso (la cuestión del almacenamiento) se destrabe será un desafío gigantesco para nuestra industria.

¿Cómo valorás la gestión del ministro de Energía, Juan José Aranguren?

—

Lo evalúo como una persona que tiene que salir de un laberinto muy complicado. Es difícil hacer todo al mismo tiempo, de manera rápida y sincronizada. Es realmente muy difícil. Además, no se trata sólo de la energía, sino que también precisás herramientas en lo fiscal. Es un gran desafío.

¿Qué rol jugará CGC dentro del grupo Corporación America?

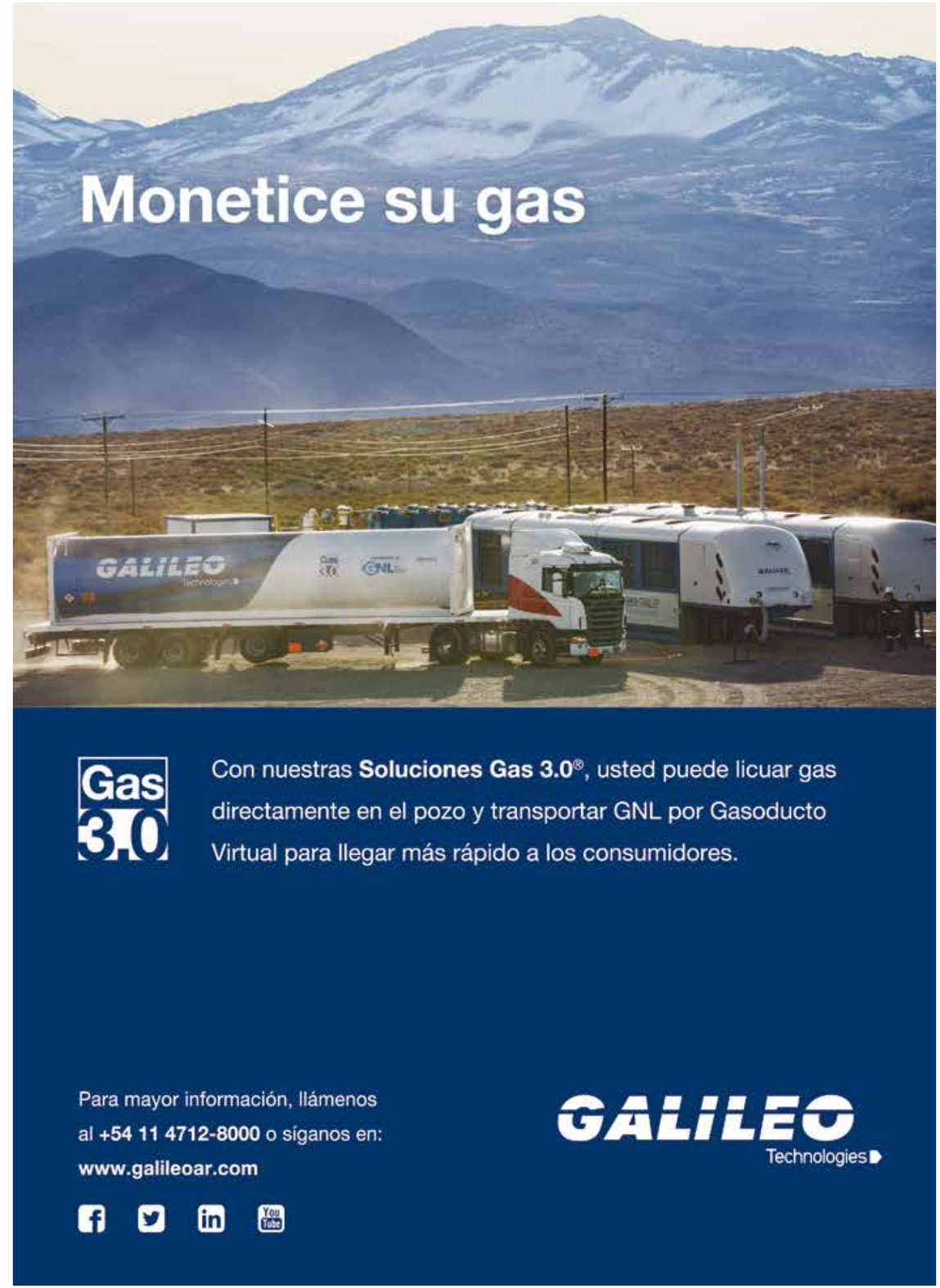
—

CGC es la nave insignia de nuestra incursión en energía y está tomando un rol cada vez más relevante como unidad de negocios. Hoy en día, está la unidad que maneja los aeropuertos y después viene energía. Hace unos cuatro años no era así.

¿Cuánto más vale hoy la petrolera?

—

Te puedo decir que, cuando compramos CGC, tenía un EBITDA de u$s 30 millones, y cuando sacamos el bono (en noviembre de 2016), estábamos en los u$s 100 millones; apuntamos a duplicar esa cifra en tres o cuatro a partir de los desarrollos en *upstream*. ×



—
PAE es el tercer productor de gas. Desde 2013 desarrolló *tight gas* en Lindero Atravesado, en Neuquén.

DANNY MASSACESE, COO DE PAE

LA INDUSTRIA NECESITA MEJORAR LA DISPONIBILIDAD, CALIDAD Y PRECIO DE LOS SERVICIOS

—

EL COO DE PAE ANTICIPA LA PERFORACIÓN DE 200 POZOS EN CERRO DRAGÓN E IMPORTANTES INVERSIONES EN LA CUENCA AUSTRAL Y VACA MUERTA, DONDE LA INNOVACIÓN TECNOLÓGICA ES CLAVE. TAMBIÉN OBSERVA CON OPTIMISMO EL ESCENARIO LOCAL, APALANCADO POR LA MEJORA DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO.

Por Nicolás Gandini

EN >

> “ EN CUANTO AL NIVEL DE ACTIVIDAD, EXCEDIMOS EL PRESUPUESTO PARA EL AÑO, AL COMPLETAR 190 POZOS FRENTE A LOS 174 PROGRAMADOS.

EL AMPLIO VENTANAL de la oficina en el segundo piso del histórico edificio de Pan American Energy (PAE) en Retiro retrata los jacarandás recién florecidos de la plaza San Martín. Danny Massacese, *Chief Operating Officer* (COO) de la mayor petrolera privada de la Argentina, está sentado en su escritorio, recién llegado de Bolivia, donde se convirtió en *speaker* de último momento en un seminario organizado por el gobierno de Evo Morales junto con los máximos productores de gas del país del Altiplano, entre los que figuran, además, Repsol, Shell y Gazprom. Geólogo de profesión, Massecese es quien lleva las riendas de PAE en el terreno operativo. Formado en la Universidad Nacional de la Patagonia, dice ser uno de los pocos ejecutivos del *top managment* de la industria petrolera nacido y criado en la ciudad de Esquel, al pie de la Cordillera de los Andes.

El que termina fue un año lleno de desafíos para el COO de PAE, con un hito climático que afectó severamente la actividad en la cuenca del golfo San Jorge: las terribles inundaciones que en abril destruyeron más de 2.000 casas y caminos e infraestructura de todo tipo en Comodoro Rivadavia, la ciudad donde la empresa tiene su búnker operativo y su yacimiento estrella, Cerro Dragón. «Por cuestiones climáticas estuvimos semanas sin prácticamente poder operar los equipos (de perforación, de *workover* y de *pulling*), lo cual retrasó la ejecución de las tareas. Hacia fin de año estamos en un proceso de franca recuperación; en un primer momento la prioridad fue mantener el sistema de inyección de gas y la producción de petróleo», reconoce el ejecutivo.

El principal trabajo desarrollado para sortear los inconvenientes, explica, consistió en recuperar la red vial interna de Cerro Dragón, que había quedado inutilizable. «En algún momento también padecimos la falta de acceso al campo por restricciones en la red vial provincial. No se podía circular entre Comodoro Rivadavia y Sarmiento. Tuvimos que operar en modo de contingencia con un centenar de personas pernoctando en el campo, con el principal objetivo de controlar la seguridad de las instalaciones y minimizar cualquier impacto que pudiera producirse», recuerda en diálogo con *Revista TRAMA*.

Estas incidencias impactaron sobre el pronóstico de producción que la petrolera había elaborado a fines del año pasado. «Pero nuestra recuperación en los últimos meses nos permitió alcanzar los niveles previstos para esta época del año (no así la anual). En cuanto al nivel de actividad, excedimos el presupuesto para el año, al completar 190 pozos frente a los 174 programados», puntualiza. Actualmente Cerro Dragón alcanza los 15.000 MMm³/d de producción de petróleo y 9 MMm³/d de gas, de los cuales 5,2 millones son inyectados a los gasoductos General San Martín y Patagónico.

«Es importante mencionar que, a partir de los acuerdos con los sindicatos de Santa Cruz, promovimos la activación de una nueva unidad de *pulling* y el mejoramiento de la productividad, que han permitido recuperar un nivel de producción de 680 m³ diarios en el Distrito IV, conformado por los yacimientos Piedra Clavada y Koluel Kaike», añade.

EXPERIENCIA INTERNACIONAL

Además de seguir invirtiendo en Cerro Dragón, el mayor yacimiento petrolero del país, PAE está incursionando fuertemente en el negocio de los yacimientos no convencionales de la Cuenca Neuquina, sin descuidar sus proyectos *offshore* de la Cuenca Austral. La apuesta en Vaca Muerta es importante, y Massacese es una pieza central en ese desarrollo. Su carrera profesional, siempre en la industria hidrocarburífera, lo llevó a vivir en Estados Unidos, donde fue partícipe de la explotación de distintos campos de *shale*. «Operé con el *shale gas* de Haynesville y con el *tight gas* de Cotton Valley. También me desempeñé en evaluaciones de proyectos para operaciones en Eagle Ford y en Marcellus», detalla. A su entender, las soluciones que se implementan allá son las mismas que se aplican acá. «Nuestra industria necesita seguir mejorando la disponibilidad, calidad y precio de los servicios en general, que es muy distante de la ofrecida en Estados Unidos, donde hay provisión a mucha mayor escala. Aquí falta el equipamiento adecuado para alcanzar las profundidades que requieren los pozos, como por ejemplo motores de fondo, unidades de *coiled tubing*, y también falta el suministro de materiales en tiempo y forma acorde con las necesidades», advierte.

PAE está implementando soluciones bastante similares a las que se aplican en Norteamérica. «Somos de los más agresivos en cuanto a la cantidad de arena que ponemos (bombeamos 22 sacos

PERFORACIONES

200
POZOS
EN CERRO DRAGÓN, DURANTE 2018

—
En Cerro Dragón, mayor campo petrolífero de la Argentina, trabajan 43 equipos torre.

por cada pie de lateral, contra un promedio de 19 en Estados Unidos y de 18 en la industria argentina). Con respecto al espaciamiento entre fracturas, estamos en un nivel parecido al norteamericano, de 83 pies por etapa. La idea es continuar testeando todas las tecnologías disponibles, entendiendo que la productividad de los pozos está asociada a una reducción en el espaciamiento entre fracturas y a un aumento en la cantidad de arena utilizada», puntualiza.

¿Sigue habiendo oportunidades en el Upstream argentino?, preguntamos a Massacese.

—

Así es, tanto a nivel convencional como no convencional. En el primer rubro, para el año que viene tenemos prevista la perforación de 200 pozos en Cerro Dragón con 13 equipos de perforación, al menos 16 equipos de *workover* y 14 equipos de *pulling* trabajando todos los días. En cuanto a los recursos no convencionales, las mayores oportunidades seguirán estando en Vaca Muerta. Lamentablemente, la Resolución 46-E no incluye los yacimientos que tienen un nivel de producción consolidado y que se han estado desarrollando en los últimos años.

¿Cuáles son las últimas novedades en el yacimiento de *shale oil* Bandurria?

—

Venimos probando distintas alternativas allí. Estamos alargando la longitud de pozos (empezamos con perforaciones de 1.500 metros y hoy estamos perforando pozos de 2.000 y 2.500 metros), testeando distintos tipos de completaciones, desde camisas deslizables por *coiled tubing*, otras activadas por bola –sin omitir la tecnología *Plug & Perf*–, y evaluando los diferentes resultados. A mitad del año que viene, consolidaremos un modelo específico de desarrollo.

¿Qué puede anticiparnos de Aguada Pichana Oeste (APO) y Aguada de Castro (ACAS)?

—

Si bien APO y ACA son dos concesiones distintas, nosotros las consideramos una sola. Su integración inteligente hará posible soportar los costos de las *facilities*.
Ya comenzamos a perforar el primer pozo. Tenemos el compromiso de producir gas para febrero o marzo, a más tardar. Se trata de un proyecto piloto que en principio tiene dos años para llevarse a cabo. En APO estamos cambiando el diseño de los pozos, vamos a perforar la sección lateral con 8,5 pulgadas y entubar con *casing* de diámetro mayor que el que estamos utilizando actualmente. Probaremos un sistema de *Plug & Perf* con poco espaciamiento de fracturas, altos caudales de inyección y altos volúmenes de arena. En lo que queda de este año y en 2018, perforaremos ocho pozos; en algunos de ellos registraremos perfiles y cortaremos coronas para determinar las mejores zonas a desarrollar a partir de la integración de los datos del reservorio y los datos sísmicos. Con el resultado de los primeros cuatro pozos, a mediados del año que viene tomaremos la decisión de lanzar el proyecto de *facilities* asociadas. Para los pozos de 2.000 metros, con una terminación de 80 fracturas, estimamos un costo en el orden de los u$s 11 millones, y el objetivo es reducirlo al menos un 10% en el transcurso del año que viene (para estar cerca de u$s 10 millones a fines de 2018).

¿Son redituables los proyectos con el actual valor del petróleo?

—

Para contestar eso hay que tener en cuenta dos variables: el costo de los pozos y la producción. Creemos que un barril a u$s 60 es aceptable. También hay que tener la capacidad de administrar perfectamente el *lifting cost*.
Mientras que en Lindero necesitamos reservas por pozo de al menos 4 a 6 BCF (en función de que se trate del área oriental u occidental del campo), en APO aspiramos a pozos de al menos 9 BCF (con producciones iniciales de entre 350.000 y 400.000 m^3 diarios). Hay mucha heterogeneidad del reservorio y por ende de pozo a pozo, pero ése es el promedio económicamente viable.
En Bandurria, en tanto, estamos entre los 550.000 y los 600.000 barriles de petróleo equivalente. De ese volumen, un 70% u 80% es petróleo, y el resto es gas asociado.

¿Cuáles son los planes de PAE para la Cuenca Austral?

—

Allí somos parte interesada en la evolución del proyecto Fénix, que en 2018 entrará en su fase de ingeniería y desarrollo. Para 2020 está prevista la perforación de los dos primeros pozos.

¿Qué representa el gas para la compañía?

—

Si bien estamos desarrollando horizontes convencionales, también estamos yendo a buscar gas más profundo, a la formación D-129, y tenemos yacimientos que producen con el 50% de CO2 (hemos convertido nuestras turbinas de generación para aprovechar ese fluido). Por otro lado, estamos finalizando la instalación de un ciclo combinado que añadirá 80 megawatts (Mw) al sistema.

¿Qué proyectos tienen en marcha en México?

—

En Bolivia formamos parte del consorcio Caipipendi, operado por Repsol. En estos momentos estamos perforando un nuevo pozo exploratorio con la formaciónHuamampampa como objetivo. En México estamos presentes en el bloque Hokchi. Habíamos acordado perforar cuatro pozos y finalmente terminamos haciendo cinco. En estos momentos estamos finalizando la modelización del reservorio y presentando ante las autoridades mexicanas nuestro plan. ×

ALEJANDRO MACFARLANE, PRESIDENTE DE CAMUZZI

PARA QUE CAMUZZI SEA RENTABLE, NECESITAMOS SOLUCIONAR EL DESCALCE DEL IVA

EL EMPRESARIO COMPLETÓ EL *TAKE OVER* DE LA DISTRIBUIDORA DE GAS Y APUESTA POR INCORPORAR UN 20% MÁS DE CLIENTES (HOY TIENE DOS MILLONES) EN LOS PRÓXIMOS TRES AÑOS. RECLAMO AL GOBIERNO PARA SOLUCIONAR UN ESQUEMA DE DOBLE IMPOSICIÓN DE IVA Y COMPLEJA NEGOCIACIÓN CON YPF POR UNA DEUDA DE MÁS DE $3.000 MILLONES. RESPALDO A LAS REFORMAS QUE PROPONE EL EJECUTIVO. Y LLAMADO DE ATENCIÓN POR EL RITMO DEL ENDEUDAMIENTO EXTERNO.

Por Juan Manuel Compte

—
Alejandro Macfarlane

+
La encrucijada del fútbol

Aficionado al *rock & roll*, ex *rugbier* de Belgrano Athletic, el fútbol es otra de sus pasiones. De hecho, una década atrás, integró la Máquina corporate de CEO y ejecutivos que asesoró a Rodolfo D'Onofrio, actual presidente de River Plate, en su primer intento por ascender al despacho principal del Monumental. Pero hoy ese interés se enfrió. «De River me llamaron. Conozco a todos. El tema es… Los que se meten en esto tienen que hacerlo fuerte. Yo no. Hay que dedicarse. El fútbol, en este país, es una de las grandes cosas que no se pueden resolver. Meterse en el fútbol es comerse un garrón», se sincera. Prefiere disfrutar su mayor tiempo libre en otro tipo de actividades. «Trabajo menos que antes. Me encontré con más tiempo no porque lo haya buscado sino porque estoy convencido de que, si yo no hacía esto, no iba a funcionar el modelo que quería armar para Camuzzi. Quiero que esto funcionara, a pesar del director», describe.

EL CHALET DE LA CALLE ZENTENO está casi oculto en Barrio Parque. Fachada blanca de dos plantas. Cuatro ventanas, simétricas, alrededor de la puerta. Una buhardilla, en el centro, corona el tejado negro. La propiedad pasa inadvertida, en ese tranquilo y silencioso refugio de Buenos Aires. Pero, en su interior, se escribió mucha historia. El complejo entramado legal de la industria de las telecomunicaciones tomó forma en sus habitaciones, cuando, hace poco menos de dos décadas, tuvo sede allí uno de los estudios jurídicos más especializados de ese sector. Sus paredes, también, supieron albergar las primeras oficinas de Ideas del Sur, la productora con la que Marcelo Tinelli empezó a bailar por su propio sueño. Sin embargo, desde hace un par de años son otras las empresas y sociedades que tienen su domicilio legal en ese lugar. Todos, caminos que conducen no a Roma sino a Disvol, la inversora energética que tiene a Alejandro Macfarlane como *frontman*.

Ex director de YPF y CEO de Edenor, Macfarlane fue titular de Edelap, la distribuidora eléctrica de La Plata, hasta marzo de este año, cuando le vendió la compañía –junto con EdeA (Costa Atlántica)– a Desarrollos Energéticos (DESA), el fondo que lidera Rogelio Pagano (ex CEO de Edenor). La transacción estuvo valuada en más de u$s 250 millones y, con una parte de ese capital, un par de meses después, Disvol se hizo con el control de Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Sur, distribuidoras de gas que consolidan una cartera de 2 millones de clientes. Macfarlane ya había ingresado al capital de Camuzzi en 2013, tras adquirir la tenencia que pertenecía a la estadounidense Sempra Energy. Por el *take over*, habría desembolsado cerca de u$s 40 millones.

«Más que el negocio del gas, me interesó Camuzzi», responde, acerca de qué fue lo que lo tentó de la operación. De 51 años, su cabello está más opaco; ya no luce el tono rojizo de antaño. Usa barba candado y viste camisa celeste, sin corbata, combinada con un saco azul. Sus dedos rubicundos juguetean con un bolígrafo azul, que eventualmente usa para reforzar alguna respuesta con un gráfico sobre un *block* rayado, de páginas amarillas. «Es una compañía que tiene unas posibilidades enormes de crecimiento. Nuestro desafío en los próximos años es quitarle a la garrafa alrededor de 400.000 clientes. Hoy, la distribuidora tiene el 43% del territorio nacional. Pero hay gente que no es cliente porque, incluso, pasando por la puerta, la red está saturada dadido a los caños están saturados. Por eso, tenemos que hacer una gran inversión. En los primeros dos o tres años, se van a incorporar a la mayoría de esas 400.000 personas», explica a *Revista TRAMA*.

¿Cómo está la compañía, teniendo en cuenta la doble imposición del IVA, que estructuralmente le pega?

—

Estamos trabajando para resolverlo. Seguramente, dentro de la ley de reforma tributaria o del presupuesto se contemple. En algún lado va a tener que resolverse, porque nos dan el subsidio sin el IVA, y al productor tenemos que pagarle el gas con el IVA. Es un problema de un tramo pequeño de Pampeana y de todo Gas del Sur. Un cliente, por ejemplo, paga el 30% de lo que consume, y el resto se lo subsidia el Estado. Antes del aumento de 2013, esto era 50/50. Después, nosotros compramos el 30% del gas con IVA y recibimos el otro 70%, el subsidiado, sin IVA. La compañía queda muy descalzada.

¿Está en esta situación desde hace dos años?

—

Estamos en esta situación desde siempre. Lo que pasa es que, antes, el precio era muy barato. No incidía. Ahora, cada vez que aumenta el gas, el IVA es mayor. Tenemos un problema de *stock* de todo este tiempo y, hacia adelante, un problema de flujo.

¿El Gobierno tiene la intención de resolverlo con la reforma fiscal?

—

Bueno… Si no se resuelve, no tiene mucho sentido el negocio. No es que me tienen que hacer un favor. Es normalizar la ecuación. Se trata de una discriminación con cualquiera de las otras ocho distribuidoras. Lo tienen que arreglar. Es imposible correr una compañía que pierde dinero todos los meses. Antes se resolvía todo con el esquema de ayudas transitorias: te daban dinero y todo seguía. Ahora hay un montón de cosas positivas para hacer. Una compañía con 2 millones o con 2,5 millones de clientes vale un número completamente distinto. Creo que las dos veces que compré, lo hice a buenos precios. Actualmente existe la oportunidad de incorporar 500.000 clientes más, de poner la empresa en funcionamiento; se hizo una revisión tarifaria integral (RTI), se cobró el primer tramo del aumento, se cobrará el segundo ahora, en diciembre…

El *take over* de Camuzzi fue en mayo. ¿Por dónde pasó el trabajo inicial?

—

Cambiamos toda la gerencia. El equipo que conduce la compañía es nuevo (María Tettamanti, ex directora comercial de Metrogas, asumió como gerenta general). También trajimos gente muy buena de procesos y sistemas, tema que era una antigüedad. Estamos tirando abajo la sede de Puerto Madero; va a ser una oficina totalmente abierta. Vamos a llevar este concepto de la modernidad al punto de vista de la eficiencia, los sistemas, la modalidad del trabajo. Y, desde la operación, vamos a poner mucho esfuerzo en la seguridad.

EN >

Está muy encima del *management*?

—

Armé el equipo y trabaja con total independencia. Yo participo en algunas reuniones. Hablamos. Pero no me meto. Como hice ese trabajo, no es bueno que un accionista se meta todo el tiempo.

Después de 2014, 2015 y 2016, no se pudo pagar la totalidad de las facturas, por los temas judiciales y el congelamiento tarifario. ¿Ése es un tema? La deuda es de $3.000 millones con todas las productoras.

—

En Camuzzi Gas Pampeana, resolvimos el problema con todos, menos con YPF y con Enarsa. Estamos conversando para resolverlo. En Gas del Sur, cuando se solucione el tema del que hablábamos antes (el IVA). Tenemos que ver el reconomiento del *stock* total de esta deuda porque no hay un peso.

¿Cómo se financiarán las inversiones?

—

Tendremos que buscar financiamiento. También vamos a financiarnos con la misma tarifa y con la línea de crédito propia que vayamos encontrando. El plan es de $7.000 millones a cinco años, a partir de abril. Ya empezamos adentro y este año compramos materiales. Tenemos que licitar obras en 2018 por casi $ 2.000 millones. Hay todo un trabajo grande, previo, con contratistas para que poder salir a licitar, tramitar los permisos para pasar por debajo de los campos, preparar pliegos... En diciembre empezamos las primeras obras, y a *full* estaremos en marzo.

MIRADA AMPLIA

Suena su iPhone. Vibra y se escucha el *ringtone* de Personal, operadora de telefonía celular de Telecom Argentina, empresa en cuyo directorio también se sienta Macfarlane. «Hay alguien que está con una ansiedad fuerte», ironiza él, antes de digitar una respuesta rápida. «Vamos a hacer mucha capacitación. Incluso nosotros, como compañía, tendremos que trabajar bastante en la supervisión de las obras», retoma. Reconoce que, con las obras de infraestructura que, en general, se pondrán en marcha en el país, conseguir contratistas –en calidad y cantidad– puede ser un problema. «Hay un cuello de botella», desliza.
Compara con su pasado inmediato: el negocio eléctrico. «Hay un problema que veo en estos últimos años. El clima cambió en esta parte del mundo. En nuestra zona, por ejemplo (la provincia de Buenos Aires), las redes eléctricas están sostenidas sobre postes de madera. Un viento fuerte o una gran tormenta pueden ser anuales, como las que tuvimos el año pasado en Mar del Plata y en La Plata. Pude mirar desde un helicóptero cómo había pasado la tormenta y había tirado todo: carteles, postes, árboles... En ese momento, no podíamos levantar el servicio porque, por ejemplo, había una calle de tierra y se estaba trabajando. Pero no podíamos pasar para volver a poner los postes. Incluso, hubo un fiscal que nos culpó de los delitos que se cometieron durante el corte de electricidad».

¿Esto incidió en su decisión de salir del negocio eléctrico?

—

No. Bueno... Creo que el sector eléctrico va a tener que hacer inversiones muy grandes. Habrá un paradigma distinto. Vuelvo al tema: ¿puede pasar que haya un verano con 15 días sin luz en una ciudad porque pasó un ciclón y no se pudo resolver? A ver... Esto se arregla. Hay que poner doble hormigón, doble ensamblado, tendido subterráneo... Un montón de cosas. Lo que digo es que, en este tema, hay una alerta para prestar atención. Hay que tener en cuenta que el cambio climático va a estresar las redes de electricidad.

¿Cómo analiza los dos años de gestión energética del Gobierno?

—

Esto tiene una dinámica increíble. Si sigue ocurriendo lo que pasa con las energías renovables, no sé cómo terminará el mundo del petróleo. Hace dos años, teníamos contratos de energía eólica a u$s 120. En la última ronda, los precios fueron de u$s 40 y, en México, el mismo día, fueron a u$s 20.

¿Cuál es la ecuación económica?

—

Que el dinero vale muy poco en México, y acá, más. A partir de esos u$s 40, es un 9% porque pusiste la plata muy barata. Entonces, la Argentina, hoy, en este sector, tuvo un montón de inversores que compitieron de una manera absolutamente transparente y fue uno de los grandes éxitos del Gobierno de Macri. Va a incorporar megas en donde el cuello de botella pasa al transporte. Pero, por este lado, va a tener resuelto gran parte del problema de generación de energía.

Hay muchos proyectos en renovables de gente que ganó, y le adjudicaron en el RenovAr ronda 1 o 1.5, y que trata de vender porque no le cierran los números.

—

Pero habrá gente que los comprará.

Si le ofrecen un proyecto con 9% de retorno, ¿lo mira?

—

No estoy mirando el negocio de energías renovables porque no me atrae. Pero todos pusimos para las garantías; tendrá un costo el que salga.

+
Media Argentina
Camuzzi, en números

43%
del territorio nacional

7
provincias.

305
localidades abastecidas

23%
del total de usuarios conectados a la red en la Argentina

1,35
millones de usuarios de Camuzzi Gas Pampeana

650.000
usuarios de Camuzzi Gas del Sur

31%
del volumen de gas vendido en el país

4.809
millones de m³ (CGP)

4.865
millones de m³ (CGS)

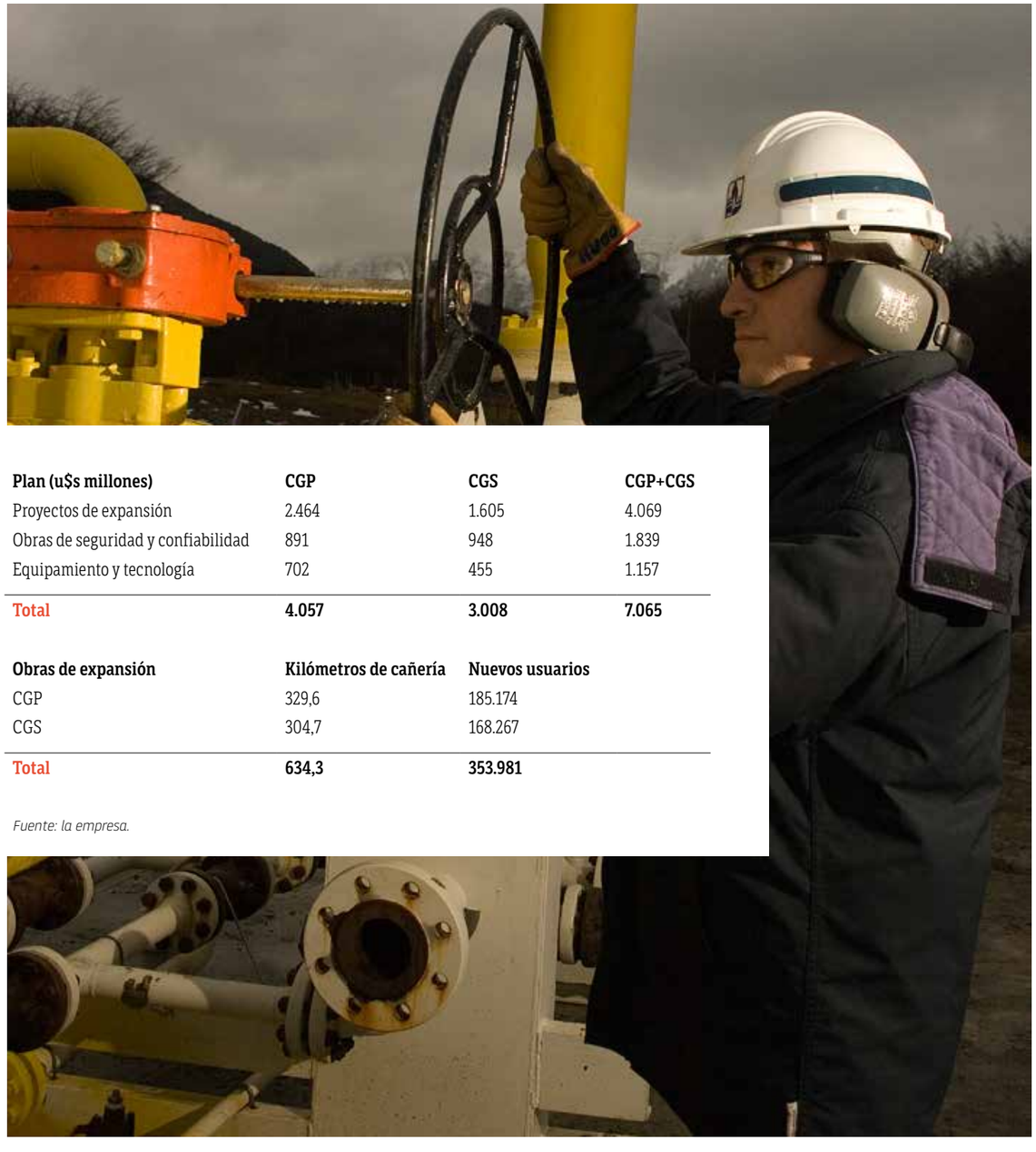
Fuente: la empresa.

EN >

+

Dale gas

Plan de inversión de Camuzzi, 2017-2021



Plan (u$s millones)	CGP	CGS	CGP+CGS
Proyectos de expansión	2.464	1.605	4.069
Obras de seguridad y confiabilidad	891	948	1.839
Equipamiento y tecnología	702	455	1.157
Total	**4.057**	**3.008**	**7.065**

Obras de expansión	Kilómetros de cañería	Nuevos usuarios
CGP	329,6	185.174
CGS	304,7	168.267
Total	**634,3**	**353.981**

Fuente: la empresa.

< EN

¿Y cómo ve la gestión, más allá de renovables?

—

Era un lugar de desorden o falta de planificación. Las cosas demoraron más tiempo que lo debido. Pero, evidentemente, hacen una gestión, que es la que pide el presidente. Va a un paso: al que se puede. Creo que al Ministerio le gustaría hacerlo mucho más rápido. La realidad es la que es, y las cosas se van resolviendo de manera correcta. A veces uno puede pensar diferente, ver una cosa distinta. Pero la evaluación general es buena.

¿El Ministerio de Energía trata a YPF como un operador más, tal cual suele decir Juan José Aranguren?

—

Sí. Creo que Aranguren se mete bastante poco en la empresa, a pesar de que el Estado tiene el 51% de las acciones.

¿Debería meterse más?

—

Es el principal accionista. Yo creo que la política energética la dicta el ministerio, no YPF. Es una línea un poco delicada. Porque uno tiene el 49% de la compañía pública, en el mercado, y hay que mantener eso funcionando bien. Tal vez, podría ser un poco más amalgamado. En el buen sentido, no perjudicando a un accionista minoritario, sino haciendo las cosas más razonables. Las teorías que quieren aplicar (y están aplicando) son truncas. Son compartimentos estancos.

¿Cómo ve al presidente, que en su momento se metió bastante en el tema energético?

—

Lo sigue. Lo sigue mucho al ministro y confía mucho en él.

¿Qué evaluación hace de la macroeconomía, en general?

—

Soy muy optimista. El Gobierno tiene un plan súper ambicioso de PPP (Proyectos Público-Privados). Si es exitoso, generará empleo y traccionará fuerte. Habría que bajar los costos en toda la existencia de infraestructura nueva. Me parece que, por delante, queda todavía tener un plan económico. El endeudamiento, que es lo que caracteriza al ciclo, como sistema, no es sostenible en el tiempo. En dos o tres años, este tema no puede continuar a este ritmo. Es el ritmo que puede llevar el Gobierno en esta etapa de gradualismo, en términos de políticas sociales y en cómo lleva el gasto público.

¿Le parece que la inflación está domesticada?

—

Es parte del mismo problema. Se resolverá cuando haya más inversión, más empleo. Cuando se crezca. Si las cosas siguen siendo así, creo que estaremos bien. Tengo mucha confianza de que eso suceda. Pero, si uno quiere vivir con un déficit del 5%, en algún momento se va a pegar. Va a pegar el financiamiento porque el mundo va a cambiar. O tendrá un déficit por encima de la línea, que se lleve puesto cualquier plan que se quiera hacer. Esto es un paliativo. Maastricht habla de un déficit de 3%. Nosotros tenemos que estar por debajo de eso. Hay economistas que dicen que el gradualismo está reventando las compañías. El esfuerzo es de todos. Sería ridículo poner un 70% de Ganancias o quitar planes sociales. Los dos extremos son ridículos; ninguno soluciona nada. Al contrario. Este camino es más lento, más difícil y más engorroso. Y tiene una válvula de ajuste, que es el financiamiento. Esto es parte de un ciclo, no es el ciclo. Si el ciclo fuera tomar u$s 40.000 millones por año durante los próximos 10, estaríamos mal.

El Gobierno parece ser consciente de esto. Pero se le complica contener el gasto mucho más de lo que esperaba.

—

Por eso, no sé si el tema está en reducir el gasto. Lo que hay que hacer es que el país, la economía, crezca. En el mar, por ejemplo, la Argentina tiene recursos equivalentes a tres Vaca Muerta.

¿Cómo ve las reformas laboral e impositiva?

—

Bien. Desde el punto de vista fiscal, tienen un impacto importante. En 2018, son $80.000 millones y $120.000 millones en 2019. Es el comienzo. No creo que sea el final. Es parte del ciclo. Si no lo vemos así, la evaluación es muy complicada. Hay que mirar la foto a seis u ocho años, no a dos.

¿Hay algo que alivie la ecuación de su negocio para Camuzzi?

—

El impacto de la reforma fiscal, en este negocio, no es significativo. Es bueno para la Argentina porque va a haber más actividad. Sobre la laboral, todavía, no tenemos la evaluación de los costos. Para nosotros, la mano de obra es importante. Tenemos 1.900 personas. Pero hay que sumar a los contratistas. Un montón de personas trabajan para Camuzzi. Evidentemente, si las reformas hacen que seamos más eficientes, nos va a mejorar.

Volvemos al negocio: a principios de año miró *downstream*. Ahora está el proceso de venta de MetroGas. ¿La va a mirar?

—

Seguramente. Vamos a mirar ese activo. Regulatoriamente, no tenemos impedimento con Camuzzi. ×

JAVIER MARTÍNEZ ÁLVAREZ,
DIRECTOR GENERAL DE TENARIS CONO SUR

VACA MUERTA DEBE PODER CONVERTIRSE EN UN PROYECTO-PAÍS PARA LA ARGENTINA

EL EJECUTIVO QUE TIENE SU BASE EN LA FÁBRICA DE TENARIS SIDERCA, EN CAMPANA, DESTACA LAS MEDIDAS DE GOBIERNO PARA FOMENTAR LA PRODUCCIÓN NO CONVENCIONAL DE HIDROCARBUROS EN NEUQUÉN. PERO PROPONE LA DESIGNACIÓN DE UN LÍDER DE PROYECTO PARA ACELERAR EL DESARROLLO DE VACA MUERTA.

Por Nicolás Gandini

CUESTA ENCONTRAR en la industria un ejecutivo con una mejor visión integral de Vaca Muerta. Javier Martínez Álvarez, director general de Tenaris Cono Sur, buque insignia del grupo Techint en la fabricación de tubos sin costura para el negocio de Oil & Gas, mantiene un diálogo permanente con todos los *stakeholders* del mundo de la energía. Conoce con precisión los planes de desarrollo de las petroleras en el *play* no convencional de la cuenca Neuquina; los proyectos del *midstream* que están en carpeta de empresas como TGN y TGS para transportar los hidrocarburos desde los yacimientos hasta los centros de consumo; y las inversiones en el área eléctrica para generar energía con *shale gas* en nuevas centrales térmicas.

Ese *input* constante de información le otorga al hombre fuerte de Tenaris una ventaja comparativa sustancial para entender las implicancias del desarrollo de la principal esperanza a futuro de la cuenca neuquina. La riqueza de su análisis está apuntalada, precisamente, por trazar un enfoque multivariable para descifrar la ecuación Vaca Muerta, una formación que cuenta con ingentes recursos hidrocarburíferos (los segundos en gas a escala planetaria), pero que aún no logra certificar una producción de gran escala.

«La característica principal del escenario actual es la vitalidad del sector, con proyectos y anuncios de inversión. Hay una perspectiva positiva de crecimiento», define Martínez Álvarez, que ingresó en el Grupo Techint en 1990 como joven profesional, en diálogo con *Revista TRAMA*. Proveedor estratégico de las petroleras que están perforando el *play* neuquino (la enorme mayoría de los caños que utiliza la industria son fabricados en las instalaciones de TenarisSiderca en Campana), el directivo incorpora un tamiz interesante con una propuesta novedosa. «Lo que está en discusión es con qué velocidad se podría impulsar el desarrollo de Vaca Muerta. Para eso, es necesario generar los espacios que ayuden a pensar un plan de ruta para los próximos 4 o 5 años, desde una mirada integral. Nosotros estamos muy contentos con lo que se está haciendo. Pero creo que Vaca Muerta debería ser pensado como un proyecto-país. La Argentina como sociedad necesita casos exitosos, ya no de individuos como en el deporte, sino demostrarnos que como conjunto podemos ser exitosos en algo colectivo. Vaca Muerta nos da esa oportunidad», enfatiza el ejecutivo, que se recibió de ingeniero industrial en la UBA.

Los conceptos se articulan entrelazados, uno detrás de otro. Martínez Álvarez lleva un tiempo estudiando el potencial de Vaca Muerta desde distintos ángulos. «Es un proyecto que toca tantas aristas que a mí me gustaría ver un *project leader* de Vaca Muerta. Una persona que pueda trazar un plan para el transporte de gas, la generación de energía eléctrica, el balance de la matriz energética, la cuestión impositiva, las tarifas y la infraestructura, entre otros temas», enumera el director general de Tenaris Cono Sur, que exporta un 70% de su producción de tubos para la industria petrolera.

¿Cómo definirías el momento que atraviesa el desarrollo de Vaca Muerta?

—

El matiz que vale la pena resaltar es con qué velocidad se podría impulsar ese desarrollo. Sobre este punto, quizás es necesario instrumentar medidas que tiendan a contemplar la excepcionalidad de esta transición (hacia la explotación a gran escala de Vaca Muerta). Las reglas del mercado habitualmente funcionan en economías que están funcionando de forma natural desde hace años. En otros casos, como el argentino, uno tiene que hacer algo para lograr determinado funcionamiento. Por ejemplo, la fijación de un precio especial para el *shale gas* (en alusión a la resolución 46 del Ministerio de Energía) se implementó de una manera razonable, porque el programa de estímulo tiende a promover las nuevas inversiones. Al mismo tiempo, van apareciendo los lindos desafíos que genera Vaca Muerta, en el área de transporte de gas, de petróleo, desafíos para generar consumos adicionales de gas. Ahí es donde uno cree que algunas medidas podrían ayudar a ir sobreponiéndose a esos desafíos y acelerar el desarrollo.

¿Qué iniciativas concretas podrían instrumentarse?

—

Por ejemplo, habría que pensar cómo podemos, con alguna participación de Gobierno, anticipar el desarrollo del transporte de gas hacia los centros de consumo. Una de las discusiones que tenemos es la siguiente: hoy se han fijado tarifas para todo el sistema. Las anteriores no alcanzaban para pagar el mantenimiento, las de ahora alcanzan para pagarlo y hacer alguna inversión marginal. Ahora bien, cómo hacemos para expandir la red troncal del país, quién paga el costo de esa ampliación. Es una discusión interesante porque la inversión marginal puede ser costosísima. Al respecto, existen distintas posturas. En ese abanico, están quienes son más proclives a fomentar un desarrollo más rápido, que es lo que yo sugeriría en este momento del país. Como sea, el mercado a la larga va a ir tomando una resolución, lo que pasa es que lo hará a su ritmo. También habría que pensar los *swings* de precios. La Argentina podría tomar medidas para promover ese *swing*. El gas vehicular, por caso, tiene un precio único a lo largo del año. Uno podría pensar, llegado el caso, en dos precios, uno para el verano y otro para el invierno, sugiriendo al consumidor que busque un consumo mayor de GNC en verano y uno menor en invierno, para balancear la demanda de gas.

A priori, parece complejo contemplar todos los elementos que intervienen en la explotación a gran escala de Vaca Muerta...

—

Entiendo que la complejidad está, pero creo que tenemos muchas posibilidades de resolverla si partimos de una mirada integral. Está claro que no es sencillo, porque hay que tomar decisiones que

“

EL DESARROLLO DE VACA MUERTA PERMITIRÍA AUMENTAR LA PRODUCCIÓN DE GAS, DE PETRÓLEO, CONTAR CON GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA BARATA Y LIMPIA.

no van a dejar a todos un 100% felices. Aun así, al Ejecutivo le daría mucha autoridad avanzar de manera integral porque es un concepto que se retroalimenta. El desarrollo de Vaca Muerta permitiría aumentar la producción de gas, de petróleo, contar con generación de energía eléctrica barata y limpia, el gobierno dice que a largo plazo, yo digo que tal vez en el corto ya haya mejoras sustanciales. Así se iría ganando credibilidad con el entorno. Es casi una metáfora del país. Si uno mira la macroeconomía, no es que haya una solución concreta. Lo que existe es un camino de tránsito relativamente acotado, donde hay que ir reduciendo impuestos, mejorando la tasa de empleo privado. Y todo de a poco. Hace un tiempo hicimos un evento con el sector de PyMEs. A mí me tocó un panel con Martín Etchegoyen (secretario de Industria), en el que coincidimos que para que Vaca Muerta entre en desarrollo habrá que importar algunos componentes. Pero también se necesita de un arte extraordinario del gobierno para identificar dónde aprovechar las oportunidades que ofrece la coyuntura, por ejemplo los equipos ociosos que hay en EE.UU., que podrían entrar al país con un régimen impositivo diferencial. Y, al mismo tiempo, identificar otros sectores industriales que pueden competir pero que hoy cuentan con una carga impositiva elevada. Está claro que esos sectores deben encarar una transformación que no se hace en un mes. Entonces, se precisa un arte para ir identificando estas sutilezas, para identificar dónde exponer a la competencia, dónde abrir el mercado. El camino final es la incorporación de tecnología, que es una de las principales oportunidades que ofrece Vaca Muerta. El *shale* se asemeja más a una operación industrial con una logística hipersofisticada, que a una explotación petrolera convencional. Para que ocurra, el no convencional debe incorporar tecnología en toda su cadena de valor: petroleras, empresas de servicio y fabricantes. Es un mandato de la industria en general, pero en el *shale* es disruptivo.

A fin de año finaliza el Plan Gas, que en los últimos años funcionó como un estructurador de los precios del gas. El gobierno quiere que productores y distribuidoras avancen con una recontractualización del mercado. ¿Cómo analizás los próximos meses la industria?

—

Los próximos meses son de mucha vitalidad. Hay una señal importante que es la inversión por proyecto. Cuando empiezo a ver inversiones de *midstream* como la construcción del oleoducto Lago Pellegrini (entre YPF y Tecpetrol), me pone contento porque anticipa la próxima jugada. En Tenaris nos están consultando por la disponibilidad de tubos para tendidos de otros ductos más asociados al gas que al petróleo. Anuncios como el de Tecpetrol (en Fortín de Piedra, donde se invertirán u$s 2.300 millones) y el plan estratégico de YPF, que visualiza una mayor participación del *shale*, dan una pista de lo que viene. El precio del gas ha venido subiendo de manera sostenida, y los campos no convencionales también poseen un buen precio promedio de referencia. Creo que, más allá de algún malestar que pueda haber generado la resolución (por la 46 de Energía), la medida es positiva. Hoy existe un precio razonable para el mercado general y otro competitivo para el no convencional. Creo que habrá inversiones fuertes. La duda la tengo en el petróleo. En el corto plazo veíamos un mercado más moderado, pero esta subida del precio internacional en las últimas semanas cambió el panorama. Si el alza se mantiene, podría haber más actividad.

PRECIOS A LA BAJA

La finalización del Plan Gas, que expira el 31 de diciembre próximo y garantizaba –vía subsidios directos del Tesoro a las productoras– un precio de u$s 7,50 por millón de BTU para la inyección incremental de gas coloca a las petroleras frente a la necesidad de *recontractualizar* su oferta en un mercado más abierto. Existen dudas entre las operadoras en torno a cómo se reconfigurará esa apertura. Por lo pronto, el Gobierno impulsó la firma de un acuerdo entre petroleras y distribuidoras, que establece volúmenes de venta a cada gasífera y un precio de referencia que está vinculado a un sendero creciente de precios elaborado por el

>

El tren a Vaca Muerta, por etapas

Uno de los proyectos icónicos de Vaca Muerta es la construcción de un tren hasta la localidad neuquina de Añelo, puerta de acceso al *play* no convencional. El Gobierno e YPF, junto con otras petroleras, tienen el tema en agenda. Pero la falta de un líder de proyecto erosiona la consistencia de la megaobra, que contempla una inversión de u$s 530 millones para reactivar 700 kilómetros de vía del ferrocarril Roca Cargas desde Bahía Blanca hasta Neuquén. El proyecto aún no tiene fecha cierta de lanzamiento.

«En función de la incertidumbre que rodea el proyecto, creo que el desarrollo del ferrocarril hay que imaginárselo en un formato gradual. A mí me hubiera gustado que se sienten todos los jugadores, incluidas las autoridades provinciales y nacionales, y que especifiquen cómo se concretará la obra, qué rol tendría cada uno, quiénes aportarán el financiamiento, las garantías, quién será el *off-taker*. Pero no veo que se esté avanzando en ese camino. Por eso, una alternativa es imaginar cómo desarrollar el tren en cuotas, mejorando de a poco la infraestructura que ya existe, adquiriendo material rodante», detalla Martínez Álvarez, que realizó un máster en Management en la Universidad de Stanford. El incremento amesetado –no explosivo– de la actividad en Vaca Muerta habilita un anclaje gradual. «Si el crecimiento fuese disruptivo y tuviésemos que mover 3 millones de toneladas de arena a través de la ciudad de Neuquén, sería inviable transportar el producto por vía terrestre. Pero mientras tengamos que mover 400.000 o 500.000 tal vez no sea tan urgente construir el tren porque la arena se puede seguir moviendo en camión», agrega.

Ministerio de Energía. Según ese esquema, el valor de venta para *distros* será a partir del 1 de enero de u$s 4,19 por millón de BTU. Esa cifra trepará hasta los u$s 4,68 en abril de 2018, con la nueva recomposición tarifaria. Y está previsto que llegue hasta los u$s 6,80 en octubre de 2019.

¿Considerás que ese precio podría replicarse para las industrias o se limitará únicamente para las distribuidoras?

—

Si uno ve la estructura de precios de muchos países, todos tienden a tener precios para la industria que reflejan los costos de la infraestructura que se precisa para proveer a la industria y un precio para los hogares que refleja sus propios costos, que son mayores. Entiendo que el precio de u$s 6,80 por MMBTU está vinculado con el precio de la distribuidora para el usuario final. Si ese precio se replicara para la industria, no sería muy competitivo, como tampoco lo sería que arbitraran la generación de energía eléctrica con ese mismo importe. En cualquier caso, no sería muy lógico que eso sucediera.

¿Cómo evolucionará el precio promedio del gas en los próximos años?

—

En 2020, con las perspectivas que existen en la actualidad, es probable que la Argentina pueda producir gas a un costo de u$s 3. Con la infraestructura desplegada y la inversión inicial ya en marcha, es factible conseguir ese costo. En base a eso, hay que imaginar cómo se comportarán los precios. En ese sentido, ahí podría haber un primer escalón para consumidores industriales y generadoras eléctricas. Estas últimas van a ser los mayores consumidores de gas de la Argentina y es probable que consigan precios muy competitivos. ×

Convierta la automatización industrial en el generador de ganancias en su empresa

La Internet Industrial de las Cosas está transformando a la industria. La tecnología y el expertise de Schneider Electric pueden ayudarlo a desbloquear todo el potencial de sus operaciones y a cambiar el gerenciamiento de su empresa brindándole el control absoluto en tiempo real.

Con control inteligente y el empoderamiento de sus empleados, Usted puede optimizar continuamente el desempeño de sus activos industriales, con mediciones que mejoran el rendimiento operativo, la seguridad y la sustentabilidad.

Bienvenido al futuro de la automatización.

schneider-electric.com/smartoperations

Life Is On | Schneider Electric

© 2017 Schneider Electric. Todos los derechos reservados. Life Is On Schneider Electric es marca registrada y de propiedad de Schneider Electric SE, sus subsidiarias y empresas afiliadas • 998-19964195_GMA-AR_B

GUSTAVO ALBRECHT,
DIRECTOR GENERAL DE WINTERSHALL

EL NIVEL DE ACTIVIDAD ES CRÍTICO PARA LA RENTABILIDAD DE VACA MUERTA

—

EL DIRECTIVO SEÑALA QUE, PARA VIABILIZAR LA EXPLOTACIÓN COMERCIAL DE LOS CAMPOS NO CONVENCIONALES, ES NECESARIO INCREMENTAR LA ESCALA DEL DESARROLLO DEL *PLAY* NEUQUINO. A SU VEZ, ANALIZA LA REGLAMENTACIÓN DEL NUEVO PROGRAMA DE ESTÍMULO A LA PRODUCCIÓN NO CONVENCIONAL DE GAS.

EN >

Wintershall está delineando el potencial de dos áreas en Vaca Muerta.

>

GUSTAVO ALBRECHT se expresa con un lenguaje conciso, de respuestas directas y sin miramientos. Su estilo no abunda en la industria petrolera. El director general de Wintershall, subsidiaria del gigante petroquímico alemán BASF, dice lo que muchos otros piensan pero no se animan a verbalizar. Y lo dice francamente, sin altisonancias. Destaca la gestión energética del Gobierno y pondera la voluntad de reconstituir el mercado del gas tras una década de intervención estatal. Pero, al mismo tiempo, advierte sobre algunos claroscuros, en especial en lo referido a la reglamentación del nuevo programa de estímulo a la producción no convencional de gas.

La petrolera europea es el cuarto jugador del mercado doméstico del gas, aunque no opera ninguno de los grandes yacimientos de los que participa, como Aguada Pichana, San Roque, Carina-Aries o Vega Pléyada, estos dos últimos en el *offshore* de la cuenca Austral. La empresa sí opera las áreas Aguada Federal y Bandurria Norte, donde está desarrollando proyectos piloto para testear la producción no convencional de hidrocarburos, en adición a un exitoso proyecto exploratorio convencional operado por Geopark en CN-V. «Con la estructura de costos y los precios de gas que tenemos, Vaca Muerta todavía no alcanza los niveles de rentabilidad adecuados. Es una apuesta por la economía de escala, pero alguien tiene que echar a rodar esa bola. El Estado se tiene que desentender después», advierte en diálogo con *Revista TRAMA*.

Cuando se viene de un sector regulado fuertemente por el Estado, que tenía sus mañas, ¿cómo se hace para empezar a liberar esa intervención gubernamental?, preguntamos al directivo.

—

No había mañas, había un entramado regulatorio que hacía que el Estado fuese el principal formador de precios del mercado en la Argentina. Ahora hay un período de transición. El mercado debería ir hacia la contractualización. A una definición de precios en función de oferta y demanda. Los precios de mercado son muchos más sanos para que las empresas puedan tomar decisiones a largo plazo. Lo que estamos pidiendo son señales claras de que vamos en esa dirección.

¿El productor de gas terminará percibiendo menos dinero cuando se termine el Plan Gas?

—

No es tan así. Si se mira particularmente el segmento residencial, no es tanta la caída. No olvide que veníamos de precios muy deprimidos, pero el Plan Gas impactaba fuertemente en los ingresos. Esto cambió desde 2016, pero no es un salto al vacío. El perjuicio se centra en proyectos de costo de desarrollo superior a los precios de mercado que se reconocían con una señal de precio alta, que al finalizar el Plan Gas no se harán.

¿No es un salto al vacío, pero hay una meseta decreciente?

—

Hay un salto, pero no es al vacío. El problema de perder el Plan Gas, especialmente para proyectos de elevadísimos costos como el *shale*, *tight* u *offshore*, es que se pierde el incentivo. Se pide que los proyectos viejos, que ya se pagaron o se están pagando, subsidien a los proyectos nuevos, pero cuando se toma una decisión de inversión como una compañía independiente, se evalúa el mérito del proyecto independiente de toda la empresa. Creo que tenemos que llegar a un precio del mercado que haga que Vaca Muerta sea rentable. Probablemente esto podría darse con precios más altos en invierno, especialmente del segmento de generación termoeléctrica, cuyas alternativas tienen un precio superior al actual. Por otro lado, otros proyectos como el *offshore* necesitan también de incentivos para lograr un margen de rentabilidad adecuado.

¿Qué precio sería?

—

Es un precio *multitarget*. Con la estructura de costos de hoy en día, probablemente sea muy alto. Si se desarrolla una economía de escala en Vaca Muerta, si se desarrolla la infraestructura que se tiene que encarar tanto a nivel nacional como provincial, esos costos van a bajar. Especialmente en la parte de completación y logística.

>

Offshore

Wintershall integra, junto con Total Austral y Pan American Energy, el consorcio Cuenca Austral Marina 1 que explota el yacimiento Vega Pléyade. Desde comienzos de 2016, ese proyecto produce unos 9 millones de metros cúbicos de gas diarios y aporta cerca del 8% del gas que consume el país.

¿Cómo impacta esta transición en los proyectos *offshore*?

—

Es un proyecto (Vega Pléyade) que hay que verlo en su momento en función de cómo se desarrollan los principales vectores del mercado. Estoy pensando en el precio, volúmenes, qué gas aparece en Neuquén, qué gas me queda a mí en la Cuenca Austral para el mercado.

El Gobierno está trabajando en licitaciones de áreas para *offshore*. ¿Tuvieron charlas sobre cuál es la idea, hacia dónde se va con esto?

—

Hemos tenido charlas. Puede ser un proyecto interesante. Sin dudas. Ya estamos evaluando técnicamente las áreas. Estamos evaluando el potencial que tiene la zona.

¿Sería sólo Cuenca Austral?

—

Veríamos todo el potencial para luego tomar una decisión.

> “ OTROS PROYECTOS COMO EL *OFFSHORE* NECESITAN TAMBIÉN DE INCENTIVOS PARA LOGRAR UN MARGEN DE RENTABILIDAD ADECUADO.

¿En el corto plazo?

—

Se tienen que bajar, no sé qué horizonte tiene eso. No sé si en 12 meses. Lo pienso más como parte de una etapa de desarrollo. Si estamos en un desarrollo masivo en Vaca Muerta, seguramente sí.

¿La mejora vendría sobre la tarifa de la empresa de servicio o sobre la eficiencia en la prestación del servicio?

—

Por la estructura de costos, por el factor de utilización que tienen los equipos, que es extremadamente bajo. Es muy difícil que puedan bajar costos con ese factor de utilización. Si se logra un desarrollo masivo, los costos van a bajar forzosamente. Es una cuestión de escala. El nivel de actividad es crítico para la rentabilidad de Vaca Muerta.

Pero tiene que darse esa situación de desarrollo masivo.

—

Claro. Por eso los incentivos son importantes. Con la estructura de costos y los precios de gas que tenemos, Vaca Muerta no es rentable. Es una apuesta por la economía de escala, pero alguien tiene que echar a rodar a esa bola. El Estado se tiene que desentender después, no antes de que esa bola empiece a rodar. Las compañías privadas no siempre hacen ese esfuerzo. Wintershall, Total, YPF y ahora Tecpetrol han invertido mucha plata en Vaca Muerta a riesgo y costo propio.

¿Qué mercado de producción ve en Argentina de 3 a 5 años?

—

¿Dónde están los pulmones de gas de Argentina? Claramente en la Cuenca Austral, en *tight gas* en la Cuenca Neuquina y en Vaca Muerta. La producción a futuro es una variable que depende de las condiciones de mercado. Depende de la infraestructura, del transporte de gas, del precio del gas. Éstos son los factores que van a determinar cuál es el volumen a futuro. Cuando se lanza el Plan Gas a fin de 2012, fue una medida casi desesperada para darle impulso a un sector que estaba muy deprimido, pero el resultado fue muy favorable. En el contexto en que se largó, con un profundo descreimiento de las políticas de Estado, la producción tuvo –pese a eso– un rebote y modificó el rumbo de caída acelerada de 2012 y 2013. Me imagino que, con un Gobierno como éste, en el que hay mucho más foco en las instituciones, más credibilidad, un plan de estímulo puede tener una reacción mucho más poderosa.

¿El modelo del Plan Gas es un modelo replicable?

—

Creo que es replicable. Sin dudas. Dio resultados en un contexto totalmente adverso desde lo político. Hoy en día, con mucha más credibilidad del Gobierno, tendría un impulso mucho más fuerte.

¿Incluso con un programa de estímulo que no contemple esta metodología que cubría la declinación de los yacimientos?

—

La Resolución 46 habla de proyecto por proyecto. La 419 la modifica e impacta negativamente en aquellas compañías que tienen producción ya existente. Es un golpe bajo. Es una diferenciación respecto de compañías que arrancan de cero. La paradoja es que una empresa sufra penalización por haber apostado al gas antes. Esto me cuesta explicarlo, especialmente con inversores. Esperábamos que llegara un envión, y de repente pusieron un freno. Creo que hace falta tomar conciencia de eso. Porque, además, el Estado igual va a gastar plata en importar complementos de LNG con precios superiores al costo de un plan de incentivos.

¿Cuál es el mensaje que se envía a los inversores? ¿Cómo se les explica?

—

El mensaje es: la Argentina se encuentra en un proceso de reacomodamiento y transición. Si bien es necesario realizar ajustes y revisiones, las proyecciones son auspiciosas.

Se va hacia un mercado más atado a la estacionalidad. En invierno con mejores precios, en verano con precios de venta menores. ¿El mercado tiene que readecuarse?

—

Es una discusión económica, sin dudas, porque tiene un impacto directo, pero son las políticas de mercado. En el mundo pasa eso. Cuando hay falta de demanda, el precio baja. Si vamos a un reordenamiento de mercado, a políticas de mercado, los precios de referencia máximos también se eliminan. Terminamos pactando un precio que sea el precio del mercado. Pero, insisto, esto es una transición.

¿Ve una transición de dos o tres años?

—

Espero que sea antes. Mucho depende también de la oferta de gas. Si hay un mercado fuertemente desbalanceado, eso implica que siga cierta intervención del Estado.

¿Cree que Vaca Muerta se consolidó como play y es atractivo para jugadores de afuera?

—

Veo que hay cada vez más interés por entender las opciones que hay en la Argentina a partir del clima político. No obstante, se necesitan mayores impulsos a través de la estabilización del marco regulatorio y de la macro, que otorgarán mayores atractivos para la inversión.

Se refiere, por ejemplo, al déficit fiscal y la inflación.

—

Sí. Es un punto que se está viendo.

¿Qué debería pasar con la macro para justamente empezar a alejar estos factores de riesgo?

—

La macro no se acomoda de inmediato, requiere un proceso gradual y sostenido, además de compromisos multisectoriales. A través de los ajustes que se están promoviendo y los que se necesita hacer, el factor de riesgo se minimizará.

¿Qué balance hace de la gestión energética del Gobierno?

—

Tiene una tarea muy difícil, el reordenamiento es muy complicado. Desde mi posición, hacer una crítica sería injusto. Están haciendo las cosas para llevar el segmento de la industria al lugar que corresponde. Hay aciertos y desaciertos, pero la intencionalidad es muy buena. Las capacidades también son muy buenas. Es gente que sabe del tema. Se necesita tiempo.

Esto en el plano de las fortalezas. ¿Ve algo que pueda ayudar a que las soluciones sean más inmediatas?

—

Una revisión en el plano impositivo con un régimen de amortizaciones como el de países de *plays* petroleros similares, contemplando el escenario de Vaca Muerta, ayudaría a mejorar la perspectiva en materia de atracción de inversiones.

RENOVABLES *VERSUS* GAS

Hay una apuesta muy marcada hacia el sector de renovables. ¿Cómo ve la articulación entre las renovables y el gas?

—

Son fuentes que compiten. Renovables con las fósiles. Y hay una decisión política de tener una mayor penetración de renovables en la matriz energética. No es por criticarla, es una decisión política, no económica. Lo que sí, tiene un impacto negativo en el desarrollo de cualquier yacimiento de gas.

Entonces, ¿cómo debería darse esa relación teniendo en cuenta todo el valor que agrega el gas en el país?

—

Es que compite por un mercado, el de generación, que es especialmente relevante fuera del invierno. Es una decisión política tomada, y tengo que adecuar mi visión de futuro sobre el mercado de gas en Argentina sobre la base de esa política y sus consecuencias.

¿Ve un sector de renovables que va a ir queriendo comerle mercado al gas?

—

Absolutamente. No solamente le come mercado, sino que le baja la calidad porque le baja factor de carga al mercado de generación, incorpora volatilidad en la demanda y probablemente resulte en un aumento general de precios eléctricos.

¿El Estado debería regular esa relación entre renovables y gas o dejar que compitan?

—

El Estado define la política energética cuando genera un incentivo muy fuerte para que se desarrolle el mercado de renovables sin dar lugar a competencia con otras fuentes de suministro, como el gas. Son políticas de Estado, no de mercado, porque tienen ciertas condiciones que hacen que las compañías quieran venir a invertir en este sector.

¿Cree que con algo similar se podría desarrollar Vaca Muerta?

—

No tienen por qué ser las mismas condiciones. Algunas pueden ser. Todo lo que sea positivo ayuda.

¿Qué le aporta a Wintershall la posibilidad de sumar un socio para proyectos en Vaca Muerta?

—

Traigo un socio para mis áreas por un tema de *know-how*, por tecnologías, etcétera, pero además porque es una inversión de riesgo. Asimismo, permite la posibilidad de crecimiento. ×

—
TGN invierte u$s 100 millones por año en su red de gasoductos.

DANIEL RIDELENER, DIRECTOR GENERAL DE TGN

EL GAS NATURAL ES EL COMBUSTIBLE DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

—

SIN PONER EN DUDA LA CRECIENTE IMPORTANCIA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES, DANIEL RIDELENER CREE QUE LA ARGENTINA DEBE APROVECHAR SU POTENCIAL GASÍFERO, CON ÉNFASIS EN VACA MUERTA, PARA CONVERTIRSE EN UN EXPORTADOR DE GNL DENTRO DE 10 AÑOS. EL EJECUTIVO TAMBIÉN PIENSA EN GRANDE EL FUTURO DE TGN, QUE PLANEA AMPLIFICAR UN ROL PROTAGÓINICO EN EL NEGOCIO DEL *MIDSTREAM*.

> CON LOS RECURSOS DE GAS NO CONVENCIONAL EXISTENTES, EL PAÍS PODRÍA ESTAR PRODUCIENDO 200 Ó 250 MILLONES DE M³ POR DÍA. DADO QUE ESE VOLUMEN SUPERA AL MERCADO, DEBERÍAN DESARROLLARSE INDUSTRIAS GAS-INTENSIVAS PARA GENERAR UN PROYECTO EXPORTADOR.

SI HAY ALGUIEN IDÓNEO para analizar el presente y el porvenir del gas natural en el país es Daniel Ridelener. No en vano lleva –como director comercial de TGN- casi dos décadas al frente de la empresa responsable del transporte del 40% del fluido inyectado en los gasoductos troncales de la Argentina.

Desde ese lugar, el ejecutivo aboga por la recontractualización del sector, un proceso que define como imprescindible, y al mismo tiempo, reclama al Gobierno la misma voluntad de empuje que demuestra con las energías renovables para favorecer el desarrollo a gran escala del gas de Vaca Muerta.

Formado como ingeniero industrial en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), Ridelener cuenta con un Máster en Administración de Empresas del Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT, por sus siglas en inglés). De su paso por Estados Unidos importó un concepto que desgrana en la entrevista con *Revista TRAMA*. «Siempre admiré la capacidad de los norteamericanos para moverse como nación. De ellos aprendí el '*think big*', el 'pensá en grande'. La Argentina debería actuar de ese modo», asegura.

El directivo arrancó su trayectoria profesional en Techint, en 1982. Diez años después se incorporó a Transportadora de Gas del Norte (TGN). Tras desempeñar varias funciones, en 1997 ascendió al cargo de gerente general. Y el 1º de enero de 2008 fue designado director comercial de la empresa. «Hoy nos toca a nosotros pensar en grande», enfatiza.

La Argentina inyecta en la actualidad alrededor de 100 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/día) que se extraen desde sus campos locales. «A futuro y partiendo de esa cifra, perfectamente pueden vislumbrarse tres escenarios distintos», propone.

El primero, precisa, permitiría reemplazar la mayor parte del consumo del gasoil que consume el parque termoeléctrico durante el invierno y un porcentaje del Gas Natural Licuado (GNL). Eso implicaría elevar de 100 a 110 ó 115 MMm³/día. En el segundo, agrega, la sustitución abarcaría a todo el gasoil y a una parte mayor de GNL, situación que abriría las exportaciones de gas en los huecos estacionales del verano, que aparecen en el período noviembre-abril. «Así, pasaríamos a un nivel de entre 120 y 130 MMm³/día. Y nos llevaría a discutir el sentido de instalar 4000 ó 5000 megawatts (Mw) de origen renovable», teoriza.

Pero cabe proyectar un tercer escenario, expone, todavía más ambicioso. «Con los recursos de gas no convencional existentes, técnicamente el país podría estar produciendo 200 ó 250 millones de m³ por día. Y dado que ese volumen supera la capacidad del mercado actual, deberían desarrollarse industrias gas-intensivas para generar un proyecto exportador. Al fin y al cabo, ¿por qué la Argentina no puede ser un país que exporte GNL en 10 años?», interroga.

Dentro de un siglo o tal vez de 50 años, imagina, el mundo consumirá preponderantemente fuentes renovables. "Pero está claro que en las próximas dos o tres décadas habrá un mayor consumo de gas natural, que es el combustible de la transición", sentencia.

PROYECTO PAÍS

En esa línea, Ridelener defiende abiertamente la postura de delinear un «proyecto país» en el que se desarrolle «todo el gas que sea necesario».

«Si vamos a pensar en GNL, tenemos que aceptar la idea de competir internacionalmente, y '*commoditizar*' el gas para exportar significa mirar la cotización del Henry Hub (el precio de referencia en EE.UU.). Frente a eso, la pregunta sería: ¿qué debe hacer la Argentina para que en el largo plazo el gas en boca de pozo cueste 3 dólares por millón de BTU a fin de viabilizar las exportaciones? Me encantaría que hoy alguien estuviese liderando ese proyecto», confiesa.

Ese «alguien» debería, obviamente, desempeñar un rol en el Estado. «Estoy hablando de un beneficio para todos, no sólo para mi empresa. Un beneficio para el país, en primer lugar, y para la industria, en segunda instancia», afirma.

Aún así, admite, esa discusión a largo término no es tan fácil de dar. «El Gobierno está intentando (y logrando) dar un importante salto de calidad en lo institucional. Pudo resolver problemas acuciantes en su primer año y medio de gestión. Pero me parece que últimamente le está costando un poco salir de la emergencia y mirar el largo plazo», advierte.

Existe una importante red de industrias y empresas de servicios, al igual que gran número de recursos humanos calificados, que podrían potenciar Vaca Muerta. «No veo por qué no ir en esa dirección con la misma firmeza que con la que avanzamos en materia de fuentes renovables», señala.

La bajada en los precios de instalación de potencia solar y eólica, reconoce, viene siendo fenomenal. «Pero en la comparación con un ciclo combinado hay que considerar el costo marginal de largo plazo. Si al valor promedio de la última ronda del Plan RenovAr, de US$ 42 por megawatt/hora (Mwh), se le suman US$ 14 de 'subsidios' y US$ 20 de cargo de potencia, estamos en alrededor de u$s 76, por lo que el gas sigue siendo más competitivo», compara.

En esta nueva realidad, ¿qué papel juegan los transportistas?

—

Nosotros venimos de una situación dramática. Desde un punto de vista de la administración de esta empresa, te diría que recién pudimos empezar a respirar este año. No sólo padecimos el congelamiento tarifario, sino que durante varios meses de 2016 ni siquiera pudimos facturar producto de varias medidas cautelares que se dieron por falta de audiencias públicas. Recién regularizamos nuestra situación de cobranza y tuvimos el primer aumento de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) hacia fines de mayo de este año. Estamos en un proceso de recuperación. La RTI implicó de nuestra parte un compromiso de inversiones muy fuerte. Nos comprometimos a ejecutar un plan de proyectos de cerca de u$s 100 millones anuales para el próximo quinquenio.

Hay que resaltar que el aumento de la RTI se fraccionó en tres etapas: la primera la empezamos a cobrar en mayo, la segunda la cobraremos en enero y la tercera la vamos a cobrar en abril o mayo de 2018. Es decir que los ingresos vienen escalonados, pero el compromiso de inversión fue íntegro, desde el día uno. No importa, lo estamos cumpliendo en base a un enorme esfuerzo de gestión. Estábamos en hibernación y rápidamente tuvimos que ponernos en movimiento. Ahora contamos con un escenario de mayor plazo y estamos tratando de atarlo a la potencialidad de Vaca Muerta.

¿Cuál será el destino de los u$s 100 millones anuales de inversión comprometidos?

—

Son inversiones exclusivamente destinadas a mantenimiento de la red. No tienen como destino la expansión de ductos. El activo de TGN a reposición (todas nuestras plantas compresoras, la red de medición, los cruces de río, etc.) estaría en el orden de los US$ 10.000 millones.

El Gasoducto Norte, por caso, tiene 58 años. El nivel de mantenimiento que requiere una estructura con esa antigüedad es obviamente mayor al de un caño construido hace poco.

Recién podríamos pensar en otro tipo de inversiones si se diera el segundo o el tercero de los escenarios que planteé antes.

Cada vez que viene de dar un examen en la facultad en el que no le fue bien, mi hijo me mira a los ojos y me dice 'no te voy a mentir', sin agregar nada más. En este tema yo también tengo que decirte: 'no te voy a mentir'. Realmente creo que esto recién se empezará a discutir en el segundo semestre de 2018.

Hay un paso previo, en el que ya está trabajando el Ministerio de Energía, que estriba en empujar la recontractualización tanto del sector gasífero como del eléctrico. Eso va a ser fundamental para que haya un despegue de inversiones en algún momento.

¿Qué impacto tendría ese proceso de recontractualización para TGN?

—

Hoy no somos parte de la discusión, pero nos resulta absolutamente central. En todo proceso lógico -ya sea que una distribuidora amplíe su masa de clientes, que un industrial quiera instalarse o que una central térmica procure algo nuevo- lo que se necesita es desarrollar toda la cadena de contratos. El accionista que quiere poner plata y el banco dispuesto a financiar van a preguntar cómo será el autoabastecimiento de combustible y cuál será el flujo de ingresos.

Se trata de un circuito de contratos donde está el abastecedor de gas, el transportista, el distribuidor y -en la otra punta- los usuarios. La contractualización a largo plazo es esencial en todo este proceso.

¿Prevén hacer una colocación en búsqueda de financiamiento para algún proyecto o para robustecer la caja?

—

Hace menos de un mes tomamos un préstamo sindicado de US$ 220 millones con el objetivo exclusivo de cancelar los dos bonos

> EL GOBIERNO ESTÁ INTENTANDO (Y LOGRANDO) DAR UN IMPORTANTE SALTO DE CALIDAD EN LO INSTITUCIONAL. PERO ME PARECE QUE LE ESTÁ COSTANDO SALIR DE LA EMERGENCIA Y MIRAR EL LARGO PLAZO.

que teníamos vigentes, los cuales venían de una restructuración de deuda que hicimos en 2012, con la empresa en *default*. Haber tomado este préstamo y haber cancelado los bonos nos permitió bajar el costo financiero de un plumazo a la mitad. Dejamos de pagar una tasa de un 9% y pasamos a pagar un 4,5 por ciento. Más allá de eso, en nuestro plan a tres años tenemos en carpeta salir con algún bono. También pensamos en una salida a mayor plazo, pero eso dependerá de los proyectos que podamos materializar.

¿Cómo ve los acuerdos que impulsó el Gobierno entre productores, distribuidores y otros actores?

—

Los conozco poco porque no fui parte de la negociación. Sé que se firmaron los últimos días y que tienen una vigencia de dos años. En lo personal, me gustaría que estén lanzados cuanto antes. Reconozco que en 2019 los gasoductos estarán llenos. Hoy no lo están. En la medida en que aparezca más gas, habrá un incentivo para que los productores salgan a venderlo (y para que lo hagan en el largo plazo). Entonces se dará un proceso de negociación natural entre industriales, centrales térmicas y distribuidores. Tenemos que ser un poquito pacientes, pero tampoco demasiado. Creo que en los próximos 12 ó 18 meses, 24 como mucho, esto debería estar abierto a la negociación de partes.

¿Cuál es su balance sobre el proceso de la RTI?

—

Dentro de todo fue un proceso bastante bien hecho, sensato y razonable. Creo que el Enargas (Ente Regulador del Gas) se tomó bastante tiempo para estudiar los proyectos a realizar en el sector, lo que en el fondo marcó mucho el nivel tarifario.
En nuestro caso, teníamos trabajos que venían con cierto grado de atraso. Mientras que hacíamos todo lo que tenia que ver con seguridad, venía un poco más postergado lo relativo a confiabilidad. Por otro lado, la regulación es dinámica y tuvo cambios en los últimos años, lo que nos impactó fundamentalmente en los activos más viejos.
La RTI nos permite operar, como cualquier empresa. Con los excedentes de caja, probablemente me presentaré ante el Directorio y les preguntaré si prefieren el reparto de dividendos o la reinversión en la compañía. Ese proceso, lo conozco bien, porque durante muchos años se dio. Entre 1997 y 2000 un porcentaje altísimo de las utilidades de TGN se reinvirtieron en proyectos de expansión.

¿Cómo evalúa el debate que se dio en la sociedad sobre los aumentos en las tarifas?

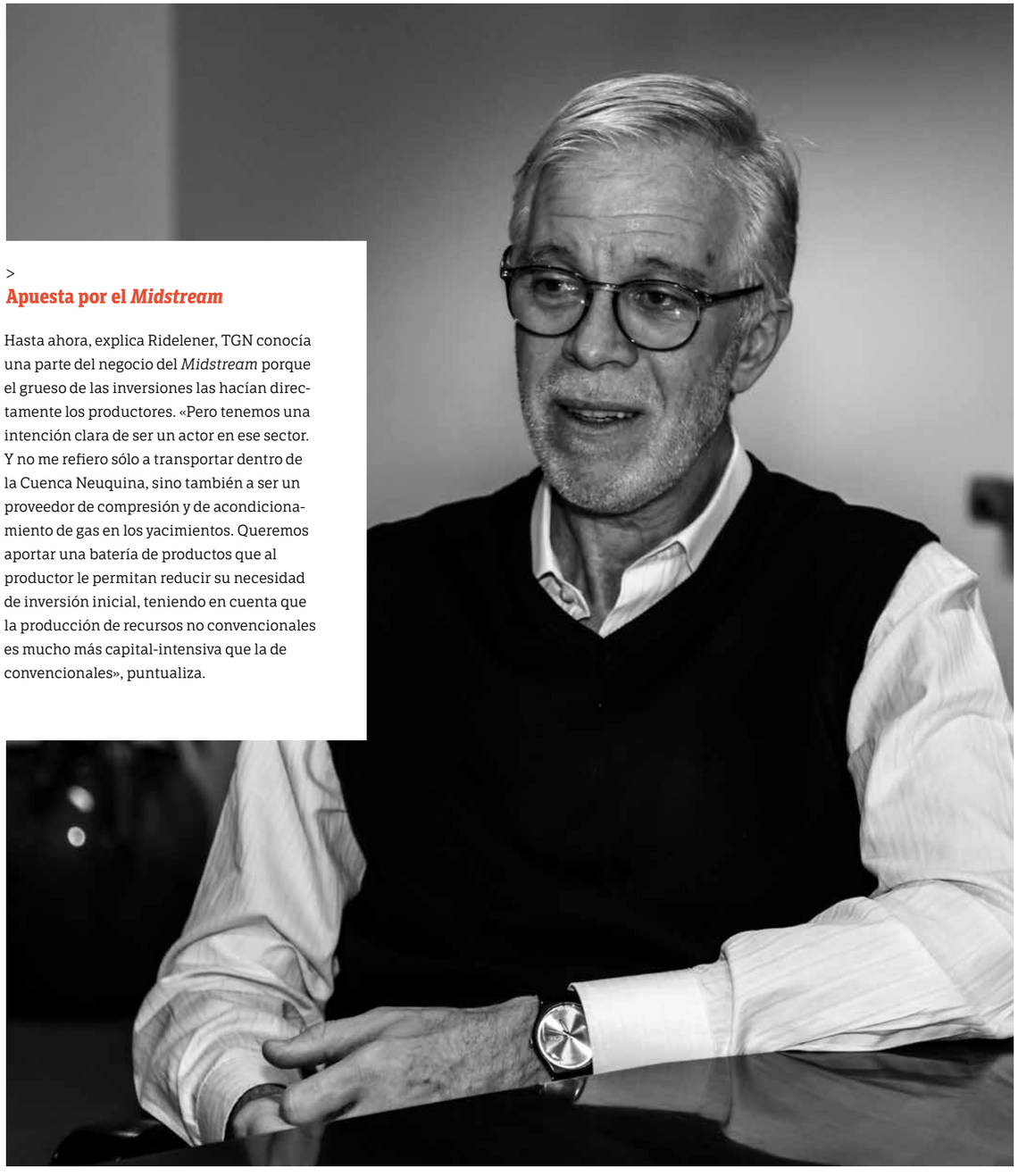
—

Esa discusión, como te imaginarás, la he tenido con periodistas, familiares, miembros del Directorio, etc. Inclusive con la esposa de un director que me cuestionó en alguna reunión en la que nos cruzamos.

¿En serio?

—

Sí, hace poquito. Pero me parece entendible, porque si a vos durante 14 años te regalaron algo, es muy difícil que aceptes que ahora te lo voy a cobrar. Cuesta bastante explicar que en ese lapso hubo una inflación acumulada del 2.000 por ciento. Pero hay que recordar cuánto se pagaba de cable o de celular por entonces, cuánto salía un jean o un litro de leche, cuánto costaba el colegio de los chicos.
Ahora bien, no te puedo cobrar el 2.000% todo junto. En lugar de 10 pesos, el mes que viene te voy a cobrar 40. De acá a seis meses, 90. El año que viene, 140. Y en algún momento te voy a cobrar los 200 pesos que tengo que cobrarte. ×



>

Apuesta por el *Midstream*

Hasta ahora, explica Ridelener, TGN conocía una parte del negocio del *Midstream* porque el grueso de las inversiones las hacían directamente los productores. «Pero tenemos una intención clara de ser un actor en ese sector. Y no me refiero sólo a transportar dentro de la Cuenca Neuquina, sino también a ser un proveedor de compresión y de acondicionamiento de gas en los yacimientos. Queremos aportar una batería de productos que al productor le permitan reducir su necesidad de inversión inicial, teniendo en cuenta que la producción de recursos no convencionales es mucho más capital-intensiva que la de convencionales», puntualiza.

DANIEL DE NIGRIS, GERENTE GENERAL DE EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA

ESTAMOS ACELERANDO LA INVERSIÓN EN EL DESARROLLO DE GAS EN VACA MUERTA

EL EJECUTIVO DE EXXONMOBIL DESTACA QUE LA OPERADORA ACABA DE PERFORAR Y COMPLETAR UN POZO CON UNA RAMA LATERAL DE 3.000 METROS EN EL BLOQUE LOS TOLDOS 1 SUR, EL MÁS EXTENSO DE VACA MUERTA. Y ADELANTA QUE LA INTENCIÓN DE LA PETROLERA NORTEAMERICANA ES ACELERAR LA INVERSIÓN EN *SHALE GAS* EN LA CUENCA.

EN >

“

LA INVERSIÓN DE EXXONMOBIL EN EXPLORACIÓN Y DESARROLLO TEMPRANO DE SUS OPERACIONES EN VACA MUERTA SUPERA LOS U$S 500 MILLONES DESDE QUE COMENZÓ CON LAS ACTIVIDADES EN EL ÁREA.

AUNQUE POR AHORA opte por el bajo perfil, ExxonMobil es una de las petroleras que mayor expectativa genera en cuanto al desarrollo futuro de Vaca Muerta, la joya argentina de los hidrocarburos no convencionales. La compañía norteamericana, primera petrolera privada del planeta, es claramente uno de los jugadores que pisan fuerte en la cuenca neuquina. Opera siete bloques en el área, en distintas ventanas de la formación. Desde que inició la actividad en el *play* neuquino, la compañía lleva invertidos más de 500 millones de dólares.

Daniel De Nigris, gerente general de ExxonMobil Exploration Argentina, explica que «cada pozo es un nuevo aprendizaje», y destaca que la operadora acaba de perforar y completar un pozo con una rama lateral de 3.000 metros en el bloque Los Toldos 1 Sur, el más extenso de Vaca Muerta. Dos de los pozos perforados en el bloque de Bajo del Choique-La invernada, agrega, a través XTO Energy –subsidiaria de ExxonMobil–, son de los más productivos y exitosos de toda la cuenca.

¿Qué balance realiza del plan de actividades desarrollado por ExxonMobil en los proyectos que opera en Vaca Muerta, en los últimos tres o cuatro años?

—

ExxonMobil se encuentra presente en Argentina desde hace más de 100 años a través de distintos negocios. Desde el 2011, la empresa ha focalizado todos sus esfuerzos e inversiones en el *upstream*, más precisamente en la formación de Vaca Muerta, en Neuquén. Allí tiene presencia en siete bloques, junto con otros socios.

La inversión de ExxonMobil en exploración y desarrollo temprano de sus operaciones en Vaca Muerta supera los u$s 500 millones desde que comenzó con las actividades en el área.

Poseemos una licencia de explotación en los bloques Bajo del Choique-La Invernada y Pampa de las Yeguas, y recientemente nos ha sido otorgada la del bloque Los Toldos 1 Sur. Además, somos operadores en Loma del Molle y Los Toldos II Oeste. Estamos llevando a cabo distintas fases de operaciones en cada uno de estos bloques y prevemos que los próximos años serán clave para determinar desarrollos a futuro.

¿Podría realizar brevemente un análisis de la situación en que se encuentra cada uno de los bloques en Vaca Muerta?

—

Como parte de la concesión de explotación en el piloto del bloque de Bajo del Choique-La Invernada, hemos perforado dos pozos de 2.500 metros de longitud horizontal, y estamos finalizando además instalaciones, como una planta de producción, una terminal de petróleo y una conexión del bloque al Gasoducto del Pacífico.

En el piloto de Pampa de las Yeguas, estamos montando el equipo en el área donde somos socios junto con YPF, para perforar tres pozos de 3.000 metros de longitud horizontal, construir una planta de tratamiento y conectar el bloque al Gasoducto del Pacífico.

El foco está puesto en continuar perforando de esta manera, y por eso recientemente perforamos y completamos un pozo de 3.000 metros de rama lateral en el bloque Los Toldos 1 Sur; éste es, en la actualidad, el más extenso en la cuenca de Vaca Muerta. Este logro es definitivamente importante para la UTE, en la que somos socios de APASA-Tecpetrol y GyP.

En Parva Negra Este, somos socios de Pampa Energía, que es el operador. En este bloque, y bajo un contrato, perforamos un pozo de 2.500 metros de longitud horizontal.

¿Cuáles son los planes de ExxonMobil para continuar en 2018 con el desarrollo de las áreas que operan en Vaca Muerta?

—

En este momento, la compañía está focalizada en continuar evaluando y mejorando la productividad. El paso más importante es que, en los próximos años, continúen las iniciativas para generar el escenario adecuado para los proyectos, y hacerlo cada vez de manera más eficiente y productiva.

ExxonMobil evalúa constantemente las oportunidades de aumentar sus proyectos. Nos encontramos incrementando y acelerando las inversiones en desarrollo de gas natural en los bloques operados.

> “EN EL PILOTO DE PAMPA DE LAS YEGUAS, ESTAMOS MONTANDO UN EQUIPO PARA PERFORAR TRES POZOS DE 3.000 METROS DE LONGITUD HORIZONTAL, Y CONSTRUIR UNA PLANTA DE TRATAMIENTO Y UNA CONEXIÓN AL GASODUCTO DEL PACIFICO.

¿Cuál es el diseño tipo de pozo con el que están trabajando en las áreas que operan en Neuquén?

—

Actualmente tenemos presencia en siete bloques. Las operaciones en la formación de Vaca Muerta están bajo la supervisión de XTO Energy, subsidiaria de ExxonMobil, y productor líder de gas natural y petróleo en América del Norte.

XTO utiliza tecnología de punta en Norteamérica, y ésa es la que estamos incorporando a Vaca Muerta. La combinación de tecnología, conocimiento y experiencia es lo que nos permitió apostar a perforaciones horizontales que han sido récord en su momento, y fueron reconocidas como una gran influencia técnica en la cuenca.

Estamos orgullosos de mencionar que dos de los pozos perforados, pertenecientes al bloque de Bajo del Choique-La invernada, son de los más productivos y exitosos de toda la cuenca.

Lo cierto es que, en etapas iniciales del desarrollo, cada pozo es un aprendizaje. Con la gran experiencia de XTO Energy, evaluamos continuamente con los socios los resultados y buscamos acelerar la producción. Cada caso de éxito sirve para comprobar la viabilidad de nuevos proyectos y continuar evaluando la productividad de la cuenca.

La producción argentina de petróleo y gas sigue atravesando una meseta declinante. ¿Cuáles son, en ese sentido, los principales desafíos que enfrenta la industria del *upstream* de hidrocarburos en la Argentina?

—

Los desafíos incluyen continuar mejorando la productividad y la eficiencia en las operaciones, así como también resolver cuestiones relacionadas con la infraestructura.

Hay algunos desafíos con relación a la evacuación del gas de Vaca Muerta. Por nuestro lado, estamos trabajando conjuntamente con otros integrantes de la industria para encontrar maneras de resolver esta situación de la forma más eficiente.

Ha habido progresos interesantes en este último tiempo, que nos permiten ser optimistas y pensar que, en el corto plazo, esta situación cambiará. Asimismo, entendemos que se están realizando todos los esfuerzos necesarios para que se encuentren las soluciones que permitan el rápido desarrollo de la cuenca.

¿Qué evaluación realiza de la reglamentación de la resolución 46 del Ministerio de Energía, que creó un programa de estímulo para la producción no convencional de gas?

—

Nos alientan las reformas introducidas para el desarrollo de Vaca Muerta hasta el momento, y queremos continuar trabajando con los gobiernos provincial y federal para continuar mejorando la productividad y los costos, a fin de que los pozos de Argentina sean cada vez más competitivos a nivel mundial.

Las recientes reformas implementadas han creado las condiciones necesarias para un mayor desarrollo de los recursos. El gobierno está dando pasos para facilitar un clima de inversión globalmente competitivo. Estos esfuerzos permitirán aumentar la producción en el corto plazo y reforzar las posibilidades de inversiones más grandes.

En respuesta a las reformas recientes, ExxonMobil está aumentando y acelerando las inversiones en desarrollos de gas natural en nuestros bloques operados. El aumento en las inversiones y el desarrollo de proyectos traerán mayores ingresos y empleos a la provincia.

Estamos evaluando activamente oportunidades adicionales para acelerar la producción de gas en otros bloques, y esperamos llevar a cabo el trabajo necesario para expandir las operaciones.

Vemos las medidas recientes tomadas por el gobierno federal, para garantizar precios en un período de 4 años, como una transición que mejorará la confianza de los inversionistas. Las inversiones a mayor y más largo plazo requerirán la seguridad de la absorción de gas por parte de un comprador solvente, a precios relacionados con el mercado. ×

Maximiliano Hardie

MAXIMILIANO HARDIE, GERENTE DEL PROYECTO VACA MUERTA DE SHELL

EN 2021 ASPIRAMOS A PRODUCIR 40.000 BARRILES DIARIOS EN VACA MUERTA

EL EJECUTIVO INDICÓ QUE LA PETROLERA PODRÍA INICIAR EL DESARROLLO MASIVO DE VACA MUERTA EN DOS AÑOS. EN ESA DIRECCIÓN, PRECISÓ QUE, SI LOS RESULTADOS SON POSITIVOS, A FINES DE 2018 LA EMPRESA AVANZARÍA CON LA CONSTRUCCIÓN DE UNA SEGUNDA PLANTA DE TRATAMIENTO DE *SHALE OIL* EN EL *PLAY* NEUQUINO.

PROYECCIÓN

45.000

BARRILES DIARIOS DE PETRÓLEO EN VACA MUERTA PARA 2021

MAXIMILIANO HARDIE saluda con una manifiesta molestia al caminar. Deportista de toda la vida y un habitué de las especialidades acuáticas –incursiona desde hace años en el mundo del *surf*–, deberá pasar por el quirófano con una leve artroscopia para revampear su cadera. «Salí a correr hace algunas semanas y, ya en frío, me empezó a doler. Esperemos que la recuperación sea rápida», se ilusiona.
Desde la gerencia de *unconventional upstream* de Shell para la Argentina, el ejecutivo integra el equipo técnico que está llevando adelante los proyectos piloto de la operadora anglo-holandesa en Vaca Muerta. A nivel global, la estrategia del Grupo –una de las tres mayores petroleras del planeta– es que los recursos no convencionales sean una de sus grandes fuentes de ingreso hacia 2025.
«Si hay un *upside* en Lajas, Mulichinco o Los Molles (otras formaciones de la Cuenca Neuquina), lo veremos en 10 años. Al fin y al cabo, nuestro objetivo es poder invertir y obtener retornos para nuestros accionistas, que son los que financian nuestras actividades. Hoy nuestra prioridad pasa por Vaca Muerta», asegura Hardie en diálogo con *Revista TRAMA*, que lo entrevistó en su oficina del histórico edificio de Shell a pocas cuadras de Plaza de Mayo.
Dentro de la formación neuquina, la compañía está presente en una serie de áreas que despiertan grandes expectativas, como Sierras Blancas, Cruz de Lorena, Águila Mora, Rincón Ceniza, La Escalonada, Coirón Amargo Sur Oeste y Bajada de Añelo. «Si surgen oportunidades costas afuera o de *tight gas*, obviamente se las aprovechará. Pero lo haremos sin perder el foco de nuestro trabajo, sabiendo que los grandes volúmenes están en Vaca Muerta», remarca.
Formado en la Universidad Nacional de Mar del Plata, Hardie comenzó su carrera dentro de la industria hidrocarburífera en Tecpetrol. A fines de 1998 dio el salto a Shell Argentina, donde fue nombrado *project engineer* y luego se especializó en la tecnología *Gas-to-Liquid* (GtL). En 2002 viajó a Holanda para ser *senior development engineer* de Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM), firma dependiente de Shell.
Volvió al país a principios de 2006, como *senior development engineer* de Shell Argentina. Tras dos temporadas en Brasil, donde ejerció el cargo de *South America NOV manager*, retornó definitivamente al medio local para colaborar con el crecimiento de Shell CAPSA en 2012.
En los últimos dos años, los recursos no convencionales de Vaca Muerta fueron –y siguen siendo– el centro de sus preocupaciones profesionales.
«Podemos distinguir dos etapas de desarrollo en nuestros proyectos allí. La primera se basó en la exploración y el estudio de las propiedades de la roca, sin abocarnos tanto a los costos», puntualiza. Esa fase inicial, sostiene, arrojó resultados positivos. «Confirmamos que la roca era buena, con datos favorables en términos de volúmenes y TOC. Asimismo, los pozos respondieron bien a las fracturas», detalla.

CADA VEZ MÁS CERCA

La segunda etapa, añade Hardie, es la actual. «Se basa en la ejecución de pilotos con el objetivo de desarrollar pozos que tengan buenas productividades y sean económicos. Es por ello que empezamos a utilizar los diseños y a trabajar mucho en los costos, tanto en perforación como en fractura», explica.
Según sus palabras, Shell compara los valores obtenidos en los pozos locales con los de Eagle Ford, Permian o Canadá. «Estimamos cuál sería el límite técnico de cada pozo de Vaca Muerta trasladado a otro contexto», aclara.
La comparación, destaca, fue evolucionando positivamente con el tiempo. «Arrancamos muy arriba, con pozos no muy representativos porque no se conocía tanto la roca y los diseños eran más conservadores. Hace más de un año estábamos aproximadamente un 60% por encima de los costos, tanto en *drilling* como en *completion*», precisa.
A partir de un gran esfuerzo y de la articulación de un amplio número de factores, comenta, por estos días dicho porcentaje se redujo sobremanera. «Probablemente por un tema de liquidez de mercado no lleguemos a los niveles de costos de Permian, que tiene el *shale* con más actividad del mundo. Pero estamos mucho más cerca. Idealmente aspiramos a un estar sólo un 10% o un 15% por encima», proyecta.

¿Cómo priorizan las acciones que despliegan en las distintas áreas?, preguntamos a Hardie.
—
Los yacimientos compiten entre sí. Al fin y al cabo, hay un porfolio y un presupuesto limitados, y tenemos que ir eligiendo. Por lo pronto, estamos en la etapa piloto y avanzando en todos los proyectos. Pero algunos yacimientos tienen ventajas sobre otros.
Sierras Blancas, por caso, se ubica muy cerca de la infraestructura. Con lo cual, la producción de gas se inyectará directamente al gasoducto (que debería

> “SI CONSOLIDAMOS LO QUE VENIMOS APRENDIENDO, A FINES DE 2018 TOMAREMOS LA DECISIÓN DE AVANZAR CON UNA SEGUNDA PLANTA DE TRATAMIENTO DE *SHALE OIL* EN VACA MUERTA.

+

Cuellos de botella

Hardie no cree que haya una sola variable capaz de reducir los costos. «Hay mucho para optimizar impositivamente. La logística ya es importante hoy, y será un factor aun más crítico en tres o cuatro años», anticipa.
La industria privada, indica, puede ayudar a construir gasoductos y oleoductos, pero también hacen falta rutas, ferrocarriles y hospitales. «Junto con las provincias, la Nación y los sindicatos, las empresas deberíamos trabajar juntas y analizar cuál sería el impacto del desarrollo de Vaca Muerta con 80 o 100 equipos de perforación (hoy hay alrededor de 15) para saber dónde deberíamos accionar ya mismo», asevera.
Un gran cuello de botella, advierte, pasa por la poca disponibilidad de equipos de fractura. «Estamos compartiéndolos. Y si bien se planifica su uso, las operaciones pueden demorarse. Muchas veces pasa que tres compañías quieren fracturar en un mismo momento y hay otra que no», completa.

“PROBABLEMENTE POR UN TEMA DE LIQUIDEZ DE MERCADO NO LLEGUEMOS A LOS NIVELES DE COSTOS DE PERMIAN, QUE TIENE EL *SHALE* CON MÁS ACTIVIDAD DEL MUNDO. IDEALMENTE ASPIRAMOS A UN ESTAR SÓLO UN 10% O UN 15% POR ENCIMA.

estar listo para el primer trimestre de 2019).
En Rincón Ceniza hoy estamos evacuando por Pacífico, un gasoducto que está muy justo (y no se puede desarrollar sin evacuación). Y también venimos monitoreando Bajada de Añelo.
En materia petrolera, tenemos una planta de tratamiento que no está *full capacitiy* y eso tiene que ver con que no hay oleoducto. Sierras Blancas, Cruz de Lorena y Coirón Amargo Sur Oeste, donde acabamos de perforar un pozo, conforman para nosotros un mismo *play*. Estamos optimizando el diseño para ir a un *full field development* en dos años.
En un año y tres meses va a estar en funcionamiento el oleoducto del Lago Pellegrini. Nuestro trabajo depende de esa obra, que está a cargo de YPF y Tecpetrol.
La siguiente etapa –si los precios acompañan y las tendencias mejoran– será llenar esos 12.000 barriles por día para principios de 2019. Si consolidamos lo que venimos aprendiendo, a fines de 2018 tomaremos la decisión de avanzar con una segunda planta de tratamiento, la cual estaría lista hacia fines de 2020. Y para 2021 estaríamos pensando en llegar a 40.000 o 45.000 barriles por día en los tres bloques (Sierras Blancas, Águila Mora y Cruz de Lorena).

¿Qué detalles puede brindar sobre la optimización del diseño?
—
En cuanto al diseño de pozos, registramos una evolución: ya estamos en un modelo 3.0, que es bastante similar al que utilizamos en Fox Creek, Alberta. Ahora estamos optimizando el largo de los pozos y el espaciamiento para eventualmente desarrollar en dos *layers*.
Por supuesto hay que testear un montón de ítems, como la barrera vertical entre los dos *layers*. Al fin y al cabo, uno no quiere tener los pozos tan cerca como si fueran dos bombillas en un mismo mate, pero tampoco separarlos tanto y perder recurso. Por eso es tan importante el piloto.

¿Es natural que, a la par de avanzar en los pilotos, muchas compañías busquen diversificar el riesgo y sumar socios?
—
Sí, lo veo como un proceso natural. Es diversificación de porfolio. Claramente nuestro objetivo es seguir creciendo, siempre que las condiciones estén y que haya algo razonable. Se puede agregar caja en un lado para que diluya en otra área por un tema de diversificación de riesgo, y así tener flexibilidad.
Al haber concesiones por 35 años, si uno está posicionado en distintas ventanas puede ir regulando el desarrollo en función de los mercados.
El *shale*, en ese sentido, es más flexible que el *offshore*.

A FUTURO

¿Dónde esperan iniciar un desarrollo masivo para los próximos años?
—
Puede haber desarrollo masivo en Sierras Blancas, Cruz de Lorena y Coirón Amargo Sur Oeste.
También hay posibilidades en Bajada de Añelo, zona volátil y de *wet gas*, y en el norte, en La Escalonada y en Rincón Ceniza.
Por supuesto, no creo que todos los proyectos se den al mismo tiempo. Eso va a depender de lo que pueda financiarse y de la capacidad de evacuación de los productos, entre otros factores. Pero pienso que en cinco, seis o siete años puede haber un nivel de actividad tres o cuatro veces mayor que el actual.
La cuestión laboral y sindical debería estar mucho más aceitada. Habría más trabajo, por lo cual no debería crecer la conflictividad. Adicionalmente, se necesitará un mayor desarrollo de los servicios.

¿Qué precio del petróleo avizora Shell para el corto o mediano plazo?
—
El Grupo trabaja con ciertas premisas, pero no tenemos la bola de cristal. Estas premisas nos sirven y se aplican en todo el mundo, aunque no es lo mismo Europa, Estados Unidos o la Argentina. Cuando el país registró un precio diferenciado, por ejemplo, esa variable se tenía en cuenta, pero no para el largo plazo.
No tenemos un solo precio de referencia. Lo que buscamos es contar con desarrollos que sean resilientes a un bajo valor del crudo, aunque obviamente no pensemos desarrollar con esas cifras para siempre. ×

MARTÍN GENESIO, PRESIDENTE DE AES ARGENTINA

FALTAN CAMBIOS PARA TENER UN MERCADO ELÉCTRICO MÁS ABIERTO

EL GOBIERNO MEJORÓ SENSIBLEMENTE LAS CONDICIONES PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS Y ORGANIZÓ CON ÉXITO LICITACIONES QUE AMPLIARÁN Y DIVERSIFICARÁN EL PARQUE DE GENERACIÓN, DESTACA MARTÍN GENESIO. SIN EMBARGO, EL NÚMERO UNO DE AES ARGENTINA ABOGA POR LA ADOPCIÓN DE MODIFICACIONES REGULATORIAS QUE FAVOREZCAN UNA MAYOR APERTURA DEL MERCADO.

Por Nicolás Gandini

—
Martín Genesio

AES

12%
EL *MARKET SHARE*
EN EL MERCADO DE GENERACIÓN

MARTÍN GENESIO, presidente de AES Argentina, la compañía norteamericana más importante del mercado eléctrico local, atraviesa un dilema existencial que nada tiene que ver con el mundo de la energía. Futbolero, les prometió a sus dos hijos varones (tiene además una niña) que, si la Selección de fútbol triunfaba en la última fecha de las eliminatorias, él los invitaba a Rusia. Messi hizo lo suyo en la altura de Ecuador, y ahora el directivo se debate entre cumplir su palabra y viajar a Rusia o atender los razonables reparos de su esposa y preservar la calma familiar. «No es una decisión sencilla», reconoce.

El titular de AES, cuarto jugador del negocio de generación, con un *market share* del 12%, destaca la decisión del Gobierno de sincerar la discusión energética tras años de congelamiento tarifario que redundó en la caída de inversiones en toda la cadena de valor del sector. «Haber puesto la discusión del tema energético en boca de todos terminó siendo algo muy positivo para el sector, que estaba (y aún sigue estando) inmerso en un problema grave del que no se hablaba: sólo se lo sufría», señala el ejecutivo, de profesión ingeniero en Electrónica recibido en la UTN, con un MBA en la Escuela de Posgrado del IAE y especializaciones en las Universidades de Virginia y Georgetown.

Todos los ajustes tarifarios que vinieron después, añade, fueron amortiguados gracias a ese planteamiento inicial. «También fue muy bueno haber recorrido este camino de manera gradual. La velocidad con la que se tomaron estas medidas fue la correcta para acompañar el crecimiento de la economía y la baja de la inflación», sostiene.

Genesio considera que el escenario de generación experimentó un avance importante a partir de la decisión de las empresas de efectuar nuevas inversiones, con foco en las fuentes limpias. «El Gobierno sacó cuatro licitaciones (tres ya adjudicadas y una en proceso) con mucho éxito en términos de participación y superación de las metas previstas. Habrá que ver qué sucede con la construcción de los proyectos licitados en las rondas del Plan RenovAr. Más allá de las discusiones, se observa una positiva intención de plantear bases que permitan hacer nuevas inversiones eficientes», resalta en diálogo con *Revista TRAMA*.

MAYOR APERTURA

Aun así, advierte que, tras haber normalizado en parte el funcionamiento de la industria, el corrimiento del Estado para dar paso a los privados luce algo lento. «Debe marcar los límites de juego y luego correrse. Todavía, sin embargo, está lanzando las licitaciones de energías renovables, generación térmica y demás. Ese rol, de alguna manera, compite con la posibilidad de que el sector privado emerja un poco más rápido», repara.

En esa línea argumental, añade que, con algunos cambios regulatorios, el Ejecutivo debería apuntar a «promover un mercado mucho más abierto», donde puedan pactarse contratos entre privados y fijarse precios de corto y mediano plazo, sin la intermediación de Cammesa, la compañía que administra el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). «Estamos discutiendo al respecto con el Gobierno. La ley vigente está bien planteada y ha funcionado en la mayoría de los países donde se aplicó. Está probado que su marco regulatorio sirve. Pienso que hay que hacerle algunos ajustes en función de los ingresos de fuentes renovables que estamos viendo. En especial, hacen falta adaptaciones técnicas (más que regulatorias *per se*)», puntualiza.

Un primer paso favorable podría ser, agrega, migrar hacia una mayor apertura del segmento de generación térmica, dejando a la hidráulica bajo el esquema actual. «El sistema no da aún para abrirlo a un 100%, lo cual no implica que las obras sean antiguas y estén amortizadas: hay que dar un debate urgente sobre las concesiones hidroeléctricas (AES es titular de Alicurá, una de las mayores represas del Comahue, cuya concesión expira en 2023) porque la inversión que se realizó en ellas no se recuperó», señala.

¿Las energías renovables llegaron para quedarse?, preguntamos a Genesio.

—

Claramente. Y ya no sólo por una cuestión de amigabilidad con el medio ambiente, sino también por sus ventajas en materia de costos. Hoy las tecnologías renovables están empezando a ser más rentables que las convencionales a nivel global. Los costos de inversión en este rubro se están reduciendo a un nivel exponencial, y todo indica que seguirán bajando.

Invertir en estas tecnologías es actualmente más rentable en varios países, aunque esto depende de la realidad cotidiana de cada uno. En algunas naciones el costo por megawatt (Mw) de un panel solar ya es menor que el de un Mw generado por vías convencionales.

> “EL SISTEMA NO DA AÚN PARA ABRIRLO A UN 100%, LO CUAL NO IMPLICA QUE LAS OBRAS SEAN ANTIGUAS Y ESTÉN AMORTIZADAS: HAY QUE DAR UN DEBATE URGENTE SOBRE LAS CONCESIONES HIDROELÉCTRICAS.

“

EL RESPETO POR LA FECHA DE *COMMERCIAL OPERATION DATE* (COD) DE LOS PROYECTOS ADJUDICADOS EN EL RENOVAR TIENE QUE SER CLARO: SI NO SE LLEGA A CUMPLIRLA, DEBEN APLICARSE LAS MULTAS ESPECIFICADAS (INCLUSO SI SE CAE EL EMPRENDIMIENTO).

¿Qué sentido tiene, entonces, seguir instalando centrales termoeléctricas o ciclos combinados?

—

Sucede que una cosa es la energía y otra es la capacidad. Podés contar con energía más barata de manera instantánea cuando proviene de fuentes renovables sin tener la capacidad de generarla las 24 horas del día. Para equiparar ello, debe incluirse el tema de las baterías, lo cual, actualmente, encarece el proyecto (si bien sus precios seguirán bajando y en algún momento se volverán competitivos).

Más allá de todo, se necesita tener capacidad de generación y de respaldo.

Creo que en un mediano plazo todos los mercados de generación van a terminar siendo un *mix* entre capacidad de generación convencional, generación no convencional (sobre todo, solar y eólica) y un alto ingreso de baterías. No vislumbro un mercado 100% abastecido con energías no convencionales en el mediano plazo

¿Qué variables podrían detener o conspirar contra esta tendencia en el país?

—

Puede pasar que se pinche la burbuja de las renovables o que no se colmen las expectativas que están suscitando si el Gobierno no es firme con respecto a lo solicitado en los pliegos. El respeto por la fecha de *Commercial Operation Date* (COD) tiene que ser claro: si no se llega a cumplirla, deben aplicarse las multas especificadas (incluso si se cae el emprendimiento).

Se necesitan señales fuertes y hay que aplicar lo que dice el pliego (porque en definitiva las ofertas se presentaron en función de ello). Si no se cumple lo que está escrito, puede haber un riesgo para el sector o un impacto en las futuras rondas.

¿Cuál es su visión de la adopción de un mercado de tipo marginalista de la energía?

—

El mercado marginalista (donde la última máquina que entra en el sistema es la que fija el valor de la energía) es una muy buena manera de marcar un nivel de precio tanto en el corto como en el mediano y el largo plazo. Se trata de una opción transparente y abierta y que ha demostrado que funciona

También es clave permitir la contratación entre privados (incluyendo la participación de las distribuidoras). La mejor forma de que el mercado se desarrolle es dar libertad a los actores para que se contraten entre ellos.

Creo que el mercado argentino está lo suficientemente maduro para una regulación de ese tipo (que, por cierto, ya sabemos cómo funciona, porque ya la tuvimos). Podrá haber algún faltante de combustible en algún momento del año, pero el propio mercado sabrá cómo suplir esas carencias.

¿Con qué velocidad habría que implementar estos cambios?

—

No estoy diciendo que hay que ir a una contractualización en un 100% de un día para el otro. Es necesario avanzar con gradualismo hasta llegar al momento en que, para una distribuidora, contratarse no represente un extracosto en la tarifa en comparación con la situación previa.

¿Por qué en Chile, más allá de lo fijado por la ley, las distribuidoras se contratan y no compran en el mercado *spot*? Porque es más barato. Al establecerse un mercado de competencia en la generación para ofrecerles energía a las distribuidoras, automáticamente el valor empieza a bajar.

Hoy se está buscando la solución para que un generador vuelva a comprar combustible. Y creo que en un muy corto plazo se encontrará. De hecho, ya hay posibilidades de hacerlo porque la producción de gas subió, y el costo del combustible a nivel internacional bajó. Insisto: el mercado suele encontrar las soluciones. Si se necesita combustible para las plantas térmicas, de alguna manera el mercado lo va a encontrar.

PRÓXIMOS PASOS

¿Cuáles son las expectativas de AES para el corto y el mediano plazo?

—

De acá a cinco años, aspiramos a seguir creciendo en el país y acompañar la evolución del sector. Nuestra intención es expandirnos en el segmento de las energías renovables, donde tenemos intenciones de invertir fuertemente. En esa línea se inscriben los proyectos que hemos presentado en la Ronda 2 del Plan RenovAr y el cierre de ciclo de Guillermo Brown (propuesta que seguimos teniendo en carpeta).

El decreto presidencial que le da la posibilidad al Ministerio de Energía de vender la participación estatal en los activos de generación es una puerta importante que se abre para cerrar el ciclo combinado en la central de Guillermo Brown (que funciona a cielo abierto). ×

Camuzzi Gas Pampeana S.A. y **Camuzzi Gas del Sur S.A.** constituyen en conjunto la mayor distribuidora de gas natural de la Argentina en términos de volumen y cubren el 45% del país en dos regiones contiguas. A través de un sistema de gasoductos de transporte y redes de distribución, las compañías abastecen a siete provincias:

BUENOS AIRES
LA PAMPA
NEUQUÉN
CHUBUT
RÍO NEGRO
SANTA CRUZ
TIERRA DEL FUEGO

Emergencias:

Camuzzi Gas Pampeana
0810-666-0810
0800-666-0810

Camuzzi Gas del Sur
0810-999-0810
0800-999-0810

www.camuzzigas.com

MAURIZIO BEZZECCHERI,
***COUNTRY MANAGER* DEL GRUPO ENEL EN ARGENTINA**

UN TERCIO DE LOS PROYECTOS DEL RENOVAR CORRE EL RIESGO DE NO CONCRETARSE

EL *COUNTRY MANAGER* DE LA ELÉCTRICA ITALIANA ADVIERTE QUE, DEBIDO A LA ESCASA TRAYECTORIA DE ALGUNOS ADJUDICATARIOS Y A LA ENDEBLEZ DE LOS PROYECTOS, «ALREDEDOR DE 800 MW DE LOS 2.400 MW OTORGADOS EN LAS RONDAS 1 Y 1.5 DEL RENOVAR CORREN EL RIESGO DE NO CONCRETARSE O CONSTRUIRSE MUY TARDE». A SU VEZ, ASEGURA QUE PARA 2025 TODOS LOS MEDIDORES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE EDESUR SERÁN INTELIGENTES. OPORTUNIDADES EN GENERACIÓN, AVANCES TECNOLÓGICOS DISRUPTIVOS Y NUEVA REGULACIÓN, EN UNA ENTREVISTA A FONDO.

Por Fernando Krakowiak

“

PARA ESTE VERANO HEMOS AÑADIDO OTROS U$S 3.800 MILLONES DE INVERSIÓN. PAULATINAMENTE VAMOS A RECUPERAR LA CALIDAD DEL SERVICIO. POR LO TANTO, NOS IMAGINAMOS UN VERANO MEJOR.

UNA DE LAS PRINCIPALES responsabilidades de los ejecutivos de las grandes empresas es tratar de anticiparse a lo que quiere el regulador. Tal vez por eso uno de los libros que está leyendo el italiano Maurizio Bezzeccheri, *country manager* del Grupo Enel en la Argentina, es *La política del siglo XXI*, del asesor presidencial Jaime Durán Barba. La clave del negocio también pasa por saber cuáles son las transformaciones tecnológicas que se vienen. Eso explica el segundo libro que tiene sobre su mesa: *The Singularity is near. When Humans Transcend Biology*, de Raymond Kurzweil, un experto en TIC que ahora trabaja en Google y asegura que la velocidad de los cambios tecnológicos se acelera cada vez más.

Bezzeccheri, que como buen napolitano muestra devoción por Diego Maradona con un fotografía del *crack* en su biblioteca, tiene a su cargo la dirección de Edesur, Central Costanera, Central Dock Sud, El Chocón y Cemsa, entre otras empresas. Comenzó su carrera dentro de Enel en 1999, y en octubre de 2015 fue designado en el país para comandar una nueva etapa de la filial local, luego de que la firma atravesara una complicada crisis durante los apagones que estallaron a fines de 2013. Su desembarco coincidió prácticamente con el cambio de gobierno y la llegada de Mauricio Macri al poder. Desde entonces, las reglas de juego cambiaron.

El ejecutivo valora los avances que se registraron en el proceso de revisión tarifaria, pues sostiene que eso permitirá garantizar los niveles de inversiones necesarios para mejorar el servicio. «La distribución necesita de 4 o 5 años de inversiones sostenidas para recuperar el nivel general del servicio que está previsto en el contrato», afirma. También se muestra de acuerdo con la decisión de ampliar la oferta de energías renovables, pero advierte sobre problemas en el diseño de las subastas. «Mi opinión es que de los 2.400 megawatts (Mw) que se asignaron en la ronda 1 y 1.5, unos 800 Mw nunca se van a construir o se construirán muy tarde», remarca en diálogo con *Revista TRAMA*, que lo entrevistó en su oficina en el edificio histórico de Edesur sobre la calle Alsina.

¿Cómo evalúa la política energética del nuevo gobierno?

—

En estos dos años se completó el proceso de revisión tarifaria de toda la cadena de valor, y esto es necesario para programar inversiones. El proceso de revisión tarifaria no está completamente terminado, pero creo que este año tendría que completarse. A partir del 1 de enero debería estar definida la situación con un armado regulatorio que permita delinear un plan de inversiones de mediano plazo. El hecho de no haber tenido tarifas que permitieran hacer inversiones definidas se refleja hoy en una mala calidad del servicio. La distribución necesita 4 o 5 años de inversiones sostenidas para recuperar el nivel general del servicio que está previsto en el contrato. Nosotros este año llegaremos a u$s 3.800 millones de inversiones, y este ritmo se mantendrá igual en los próximos 4 o 5 años.

Después de la RTI, ¿hay alguna cuestión importante que quede en términos regulatorios?

—

Sí, el capítulo del activo y el pasivo regulatorio. Me refiero al pasivo que se generó por la pauta de tarifas.

¿Se está avanzando con eso?

—

El ministro (Juan José) Aranguren dice que quiere terminar todo esto antes del 31 de diciembre, así cierra el tema de la emergencia eléctrica. Hasta ahora he visto un Aranguren que ha cumplido los objetivos que se propuso y nos escuchó todas las veces que hemos comunicado nuestras sensaciones.

¿Lo que hay que hacer es calcular cuánta plata dejó de percibir Edesur por el incumplimiento del Estado del marco regulatorio y cuánta plata les otorgó Cammesa vía asistencia?

—

Y el tema de las multas que se han generado. Nosotros teníamos un contrato de concesión y, por no tener la tarifa para hacer la inversión, frente a lo que preveía la concesión, tenías un mecanismo de multas.

¿Qué verano ve en cuanto al abastecimiento y distribución de energía?

—

En el verano 2016-2017 ya observamos una mejora tanto de la duración como de la frecuencia de los cortes. Para este verano hemos añadido otros u$s 3.800 millones de inversión. Paulatinamente vamos a recuperar la calidad del servicio. Por lo tanto, nos imaginamos un verano mejor. La recuperación del nivel de calidad de la red argentina es paulatina. Con la tecnología tendrá una mejor velocidad de recuperación. ¿Qué significa la tecnología? Instalar medidores inteligentes, que te permitan saber inmediatamente dónde hay un corte de luz.

Enel es uno de los principales impulsores de la Fórmula E de monopostos eléctricos.

>

“NO ES SÓLO *SMART GRIDS*, *SMART STORAGE* TAMBIÉN. NO SE VIENEN SINO QUE YA ESTÁN. LOS COSTOS DE LAS BATERÍAS HAN BAJADO DE FORMA IMPRESIONANTE. TAMBIÉN SE HA ACELERADO CON LA INTRODUCCIÓN DE LOS COCHES ELÉCTRICOS.

¿Qué objetivos cuantitativos tienen en materia de cortes y frecuencia de éstos de acá a 2022 o 2023?
—
Tenemos que conseguir los objetivos del contrato de concesión.

Están en el segmento de distribución y también de generación eléctrica.
—
Y estamos en transporte también. Muy pocos saben que somos los dueños de la línea de interconexión con Brasil. Toda la energía que se importa desde Brasil transita por nuestra línea. Son dos sociedades argentinas (CTM y TESA) y una sociedad brasileña.

¿Solos o con algún socio?
—
Enel en un 100%. Éstos son los transportistas binacionales. Como decía antes, mientras el cuadro regulatorio ha encontrado sus soluciones para el transportista principal Transener, aún no ha tenido soluciones para los transportistas binacionales, como es el caso de Compañía de Transmisión del Mercosur (CTM) y Transportadora de Energía SA (TESA), y los transportistas independientes. Nosotros también gestionamos Yacylec, que es la línea de interconexión de Yacyretá y el sistema argentino. Esto tampoco tiene una regulación estable.

¿Hay una mesa de negociación abierta?
—
Sí, ya estamos negociando porque estas empresas, al no tener prácticamente remuneración, iban directamente a la quiebra. Estamos entrando a patrimonio neto negativo por CTM y TESA, y por Yacylec. Lo que pasa es que hasta ahora pagábamos el mantenimiento de la línea a través de los fondos que se recibían de Anel sobre el lado brasileño. A esta altura, Anel dijo que pueden pagar por el tramo brasileño pero no por el argentino. Por lo tanto, estamos en discusiones para intentar arreglar esto también.

¿Van a participar desde TCM y TESA por un PPP para ampliar el sistema de transporte eléctrico?
—
Cuando vino el consejero delegado (Francesco) Starace, dijo que nosotros estamos interesados en mirar las inversiones en el sector del transporte. Sabemos que éste era un proceso que tenía que empezar en julio-agosto. Creo que se retrasó por la dificultad de armar los PPP. Retrasar esta inversión ha determinado que, juntamente con la venta de los activos de generación del Estado, se haya pospuesto la subasta por un nuevo ciclo combinado.

¿Se van a presentar en esa licitación?
—
El 13 de enero, el Gobierno pidió la presentación de los sectores que tenían interés en generación convencional. Nosotros nos presentamos para construir una nueva central térmica de ciclo combinado de 400 Mw de potencia en donde ya opera Costanera.

¿Y en generación de tipo renovable?
—
En generación renovable somos líderes en el mundo. Nos presentamos en la subasta de RenovAr 1.0. Acabamos de ganar una subasta de 600 Mw en México, con precios bajísimos. Cuando entramos a una subasta en Chile en 2012 y en Brasil en 2010, los precios eran de u$s 130 el megawatt, pero hay una curva de aprendizaje, costos adicionales que hay que tener en cuenta. Ahora en Argentina entramos con precios de u$s 70, que son más bajos que los u$s 130. Entraban con u$s 60 y hoy en día, con el RenovAr 2.0, hemos presentado precios –que no han ganado– de u$s 40,35. Tendremos que entrar en la subasta de los 600 Mw mejorando el precio. Lo que uno nota es que hay muchas ofertas competitivas, pero no se ven proyectos, tanto de la Ronda 1 como 1.5, que estén avanzando en la construcción, en financiamiento. Hay un montón de PPA que están dando vueltas en el mercado y nadie quiere comprar porque no cierran los proyectos, a raíz de que la tasa de retorno es demasiado baja. El Gobierno dice que no está en condiciones de poner multas porque no están incumpliendo los plazos de conclusión.

¿No es riesgoso seguir adjudicando a empresas que no tienen trayectoria en el sector de renovables ni en energía?
—
Mi opinión es que, de los 2.400 Mw que se asignaron en la ronda 1 y 1.5, unos 800 Mw nunca se van a construir o se construirán muy tarde. Lo digo porque analicé los proyectos. Esto no está bien, ya que no hay que incentivar una acción especulativa. En todos los mercados de *startup* se producen una serie de ofertas que finalizan en un mercado secundario. Es decir, se lo dan y después lo venden.

La empresa italiana quiere que todos los medidores de Edesur sean inteligentes en 2025.

>
Medidores inteligentes

¿Cuál es el plan de instalación de los medidores inteligentes?
—
Tenemos alrededor de 2,5 millones de clientes. Conseguimos la certificación y empezamos a importar medidores en agosto de este año. Importamos alrededor de 15.000, de los cuales 5.000 los estamos montando al final de este año. Para que este proceso se acelere y se extienda a los 2,5 millones de clientes, evidentemente se necesita un marco regulatorio que permita hacer este tipo de inversiones.

¿Qué ventajas adicionales dan los medidores inteligentes?
—
Los medidores inteligentes permiten garantizarle al cliente final una intervención más rápida en el caso de cortes, diferenciar entre tarifa diaria y tarifa nocturna, y ofrecer nuevos servicios; los servicios que normalmente se llaman de domótica y que están relacionados con nuevos tipos de electrodomésticos. También permiten tener un perfil de consumo del cliente en tiempo real y se puede establecer una tarifa de ahorro energético.

En Italia, ¿qué porcentaje de los usuarios tienen estos medidores inteligentes?
—
Todos nuestros clientes tienen instalados medidores inteligentes. Nosotros tenemos instalados en el mundo entre 40 y 50 millones de medidores inteligentes. En Italia prácticamente estamos pasando a la generación 2.0 de estos medidores.

¿Qué porcentaje puede haber en 2025?
—
De aquí a 8 años creo que tienen que estar instalados el 100% de los medidores.

> “DE LOS 2.400 MW QUE SE ASIGNARON EN LA RONDA 1 Y 1.5, UNOS 800 MW NUNCA SE VAN A CONSTRUIR O SE CONSTRUIRÁN MUY TARDE. LO DIGO PORQUE ANALICÉ LOS PROYECTOS. ESTO NO ESTÁ BIEN PORQUE NO HAY QUE INCENTIVAR UNA ACCIÓN ESPECULATIVA.

¿Cómo se hace en otras subastas? Ponen filtros en algunas entradas, filtros de experiencia, operación, mantenimiento, construcción. Esto no existe en los documentos de las subastas en Argentina. No existen los filtros. Hace falta producir estos filtros de entrada, que reducen el riesgo de que ello se produzca. Señales peculiares hemos tenido, porque los 11 contratos de la 1.5 que tenían que firmar el PPA en mayo no lo han hecho. Algunos recién lo están haciendo ahora. Los documentos decían que, si no los firmaban, les ejecutaban la garantía, y eso no pasó. Evidentemente la argumentación es que el Gobierno quiere que los Mw estén en operación. Me parece bien. Mi experiencia en muchos mercados es que no encuentran financiación. ¿Por qué no encuentran financiación? Muchas veces no hay financiación porque los proyectos no son buenos. Si no tenés proyectos buenos, si no tenés adecuada adaptación al impacto ambiental, es un problema por el cual un fondo de inversiones no te financia. Yo suelo decir que para mí una subasta es exitosa cuando los megawatts asignados se transforman en megawatts horas en el tiempo.

¿Cuál es el mix que van a cobrar las renovables con lo termoeléctrico, hidroeléctrico y nuclear a futuro en la Argentina?
—
Nosotros, como Grupo Enel, creemos que las renovables deben tener siempre un lugar más importante, porque esto se va acoplando siempre con la capacidad de almacenamiento de energía. La combinación de las dos cosas permitirá construir sistemas con muchas energías renovables.

¿Pero el almacenamiento, los *smart grids*, ya se vienen?
—
No es sólo *smart grids*, *smart storage* también. No se vienen sino que ya están. Los costos de las baterías han bajado de forma impresionante. También se ha acelerado con la introducción de los coches eléctricos. Tenemos fábricas para producir esas baterías. En el mundo, la cuota de renovables será siempre mayor acoplada con el tema de los *smart storage*, acoplada con el tema de la generación distribuida. La electricidad se abre a nuevas utilizaciones, como es el caso del coche eléctrico que tiene una distribución, tanto en términos de generación como de almacenamiento, que te permita la digitalización. Esto significa una mejora al cliente, como por ejemplo, con *big data*, *analitycs*, se empieza a reconocer más la necesidad del cliente, cosa que nosotros estamos haciendo en Argentina.

¿Van a participar de las subastas de Enarsa para desprenderse de las centrales eléctricas construidas por la empresa y la que se instalaron a través del Foninvemem?
—
Estamos mirando con mucha atención el tema, especialmente para saber qué sucederá con las usinas del Foninvemem, dado que nosotros estamos presentes en San Martín, Belgrano y Vuelta de Obligado. El tema de las dos centrales construidas por Enarsa veremos cómo saldrá. Pero, priori, no veo interés.

¿Lo lógico sería que la compulsa por las centrales del Foninvemem la gane alguna de las empresas que ya está adentro del fideicomiso?
—
Sí. ×

WALTER LANOSA, GERENTE GENERAL DE GENNEIA

FUE EFECTIVO EL MODO DE ATACAR LA CRISIS ENERGÉTICA

EL EJECUTIVO DETALLA LOS PLANES DE CRECIMIENTO DE GENNEIA, LA EMPRESA PIONERA EN MATERIA DE DESARROLLOS DE ENERGÍAS RENOVABLES. LA COMPAÑÍA TIENE PROYECTOS EN MARCHA PARA SUMAR 600MW DE POTENCIA EÓLICA Y FOTOVOLTAICA.

“

LA VISIÓN DE LA COMPAÑÍA ES MANTENER UNA CUOTA RELEVANTE DEL MERCADO DE ENERGÍAS RENOVABLES, POR ENCIMA DEL 15%.

WALTER LANOSA estaba instalado cómodamente en París, en una encumbrada posición dentro del negocio de lubricantes de la petrolera francesa Total, cuando una inesperada confesión alteró el escenario familiar. Su hijo mayor, que estaba estudiando el año de ingreso a la Sorbona, tal vez la universidad con mayor prestigio histórico del planeta, quería regresar a Buenos Aires para cursar su carrera universitaria en la Argentina, y no en Francia como estaba previsto. Ese disparador motivó el retorno de todo el grupo familiar, y en enero de 2012, Lanosa asumió como gerente general de Genneia, el principal jugador del negocio de energías renovables en el país.

El ejecutivo, recibido como abogado en la UBA, ponderó también la posibilidad de aprovechar el despegue de las tecnologías alternativas de generación de energía en el país. La desidia gubernamental de la gestión anterior y los magros precios relativos de la energía durante el kirchnerismo provocaron que el sector de las energías verdes demorara cinco años para comenzar a girar a la velocidad esperada. Ese traspié inicial no lo desanimó. Está acostumbrado a trabajar en entornos complejos e inestables. En los seis años en que estuvo radicado en París, fue director de Estrategia de Marketing para África y Medio Oriente de Total, en plena explosión de la Primavera Árabe. «La compañía nos preparaba bastante en seguridad, dado que tuvimos varias personas y barcos secuestrados en Argelia, Libia y Egipto», asegura en diálogo con *Revista TRAMA*.

En algún punto, esa coyuntura adversa lo entrenó para lidiar con los avatares cotidianos que demanda la gestión de una empresa en la Argentina. Hincha fanático de River –pese a que la compañía tiene un palco en el Monumental, él prefiere ir con sus hijos a la exigente platea San Martín–, el club de Núñez fue un factor extra que también incidió en su regreso. Esas emociones cotidianas que le depara su equipo en Europa no se consiguen.

Lanosa señala que, durante la gestión anterior, llegó a haber un problema de seguridad energética, y elogia la gestión que está llevando adelante el ministro de Energía, Juan José Aranguren, para revertir esa situación. «Fue efectivo el modo en que se atacó la crisis, por lo cual creo que para 2019 se lograrán estándares de calidad de mejor nivel para todos los usuarios», destaca. Sin embargo, propone una mayor planificación de la industria, que involucre a una mayor cantidad de gente, no sólo del sector público sino también del privado. «Estos dos años podrían haber sido acompañados por un trabajo multienergético, multipartidario y con participación de ONG», advierte el gerente general de Genneia, que cuenta con proyectos eléctricos en funcionamiento y en construcción (tanto centrales térmicas como renovables), por una potencia total de 1.200 megawatt (Mw).

¿Qué ventajas implicó haber ingresado primero al mercado de las energías renovables?

—

No creo que sea muy diferente de las ventajas que toma un líder de mercado en cuanto se desarrolla una actividad. En el caso de las renovables, haber desarrollado el Parque de Rawson nos ha permitido entender que la construcción y la operación son lo que seguramente aprenderán quienes están llegando al país. Por un lado, cuando tienen que hacerse inversiones de esta envergadura, las complejidades en materia de infraestructura que presenta la Argentina están relacionadas con la logística. La particularidad del eólico es transportar aspas de molinos de 45 a 65 metros por varios kilómetros. Por otro lado, se debe mejorar la burocracia en el comercio exterior, como en el ingreso de equipos. Y lo mismo en la fase siguiente, una vez que construiste y cumpliste con tu programa de inversión: se debe operar en condiciones de excelencia. En eólico, nuestra fortaleza es leer hacia dónde va la industria y dónde van a estar los cuellos de botella en las fases constructiva y operativa.

“

NO HAY MUCHO MÁS ESPACIO PARA QUE EL MINISTERIO DE ENERGÍA SIGA LICITANDO (CENTRALES TÉRMICAS O RENOVABLES). PUEDE HABER UN RENOVAR 3.0 PARA CUBRIR LA DEMANDA AL 20% EN 2025 Y PARA GARANTIZAR EL DESARROLLO DE CONTENIDO LOCAL, PERO NO ESPERO UN CUARTO.

¿Qué mejoras lograron en términos operativos?

—

Para hablar de excelencia operativa, hago el paralelismo con la compañía de generación térmica. Cuando nació, la empresa decidió tercerizar la operación y el mantenimiento de sus centrales. Al poco tiempo, empezamos a desarrollar una operación propia, y hoy pasamos de un factor de disponibilidad de equipos del 90% al 98,5% en térmico. Ahora traslado ese ejemplo a la actividad eólica: hoy, manteniendo la misma estructura de O&M que teníamos en el inicio de operaciones, junto con el tecnólogo que nos provee el servicio hemos mejorado la *performance* a partir de aprender cómo queremos que se hagan la operación y el mantenimiento. A partir de eso, facturamos más porque el equipo estará en mejor condición de despacho.

¿Con qué potencia instalada cuentan y cuánto tienen adjudicado?

—

Genneia tiene centrales térmicas por 650 Mw instalados. Son unas siete centrales que van entre los 20 y los 50 Mw, instaladas bajo la Resolución 220/2007 de la Secretaría de Energía. Asimismo, el año pasado nos adjudicaron, mediante licitación de la Resolución 21 del Ministerio, una ampliación de nuestra central de Bragado, por 120 Mw, que ya está operativa. Fue la primera central de esa resolución en entrar en operación comercial, y la segunda fase incluso se inició con un mes de anticipación. Por otro lado, este año compramos las actividades que tenía Cruz Petróleo Tucumán, la central térmica en Quebracho, de 240 Mw. Además, tenemos dos pequeñas centrales en la cordillera de Chubut, en un esquema aislado, que trabajan para la Dirección General de Servicios Públicos de la provincia.

En la parte eólica, contamos con el Parque Rawson, de 80 Mw, que se construyó con la primera fase del Programa Genren (Generación de Renovables, lanzado por el gobierno anterior). En los próximos días, habilitaremos su extensión para llevarlo a 100 Mw, vinculados directamente a contratos con otros usuarios. De hecho, ya firmamos con Loma Negra por veinte años, lo que cubre el 60% de la nueva capacidad instalada. Quedaría por vender el 40% restante, que son 24 Mw. También en los próximos días, cerraremos la compra de Loma Blanca 4, el viejo parque que hizo Isolux, que cuenta con 50 Mw, lo cual nos llevaría a 150 Mw. A eso hay que sumarle el parque de Madryn, por 220 Mw, que tenemos en construcción. En la misma zona, Chubut Norte, con 20 Mw. En la provincia de Buenos Aires, el parque de Villa Lorca, por 50 Mw, y Necochea, asociado al 50% con Central de la Costa, de 38 Mw. Finalmente, sumaremos 100 Mw en Río Negro.

¿Qué esquema tienen armado para volcar recursos a la construcción?

—

El enfoque es pragmático. Hoy existen tres grandes dificultades para este tipo de proyectos. La primera, tener acceso al crédito. La segunda, conocer el terreno y el aspecto logístico. Y la tercera, los recursos humanos. En materia de energías renovables, la Argentina no cuenta con muchos profesionales. La compañía, desde hace un tiempo, viene haciendo una fuerte incorporación de egresados con estudios terciarios, técnicos y universitarios, para tener un plantel propio que permita la dirección de las obras. En el último año, incorporamos casi cien empleados propios, de los cuales 85 son ingenieros o técnicos, y el resto, del área administrativa. Hoy somos 330 personas.

¿El objetivo es mantener un balanceo medio entre térmico y renovable, o el crecimiento en renovable será mayor?

—

El balanceo entre energía térmica y renovable dependerá mucho de la necesidad del mercado, si es que priman la eficiencia y la competencia de precios en función del costo de energía. Si me pregunta si este país resiste tener una política 100% renovable porque queremos ser «verdes», le digo que

>
La importancia de cumplir los contratos

¿Le preocupa que en el programa RenovAr haya jugadores con poca experiencia?
—
En Genneia nos preocupa el grado de seriedad con los cuales se aplican los compromisos asumidos. Si establecen una multa por no cumplir en tiempo y forma la fecha de despacho comercial, en mis cuentas asumo que la voy a pagar. Es nuestra manera de trabajo. Lo que se necesita es que se vayan aplicando los contratos. Implica sancionar a los que no cumplieron. En RenovAr, aumentar las garantías de caución si se caen los plazos es una señal de seriedad que debe tomar el Gobierno, y el mercado lo seguirá.
En la resolución 21, ganamos proyectos por 120 Mw. En la segunda parte de las obras, entramos un mes antes, pero en la primera estamos en discusión por unos días. Nuestra visión es que se aplica el caso de fuerza mayor, y la de Cammesa, que no corresponde. Si alguien determina que la cláusula de fuerza mayor no aplica, Genneia pagará lo estipulado.

Genneia cuenta con proyectos renovables (instalados y en construcción) por más de 600 Mw.

<

eso podría ser en uno donde sobraran los recursos económicos. En otro que quiere mejorar la industria y la calidad de vida de sus habitantes, me parece que se irá hacia un sistema donde quien tenga la capacidad de vender la energía más barata seguramente será llamado a despachar. En este contexto, las energías renovables pueden tener una cuota importante, pero lo central depende de la estrategia de la Argentina a la hora de cómo desarrollar su gas: si compite internacionalmente o si es subsidiado indirectamente para tener autoabastecimiento. Suponiendo que se dejara librado todo al valor de mercado, en un contexto de competencia las renovables están en condiciones de complementariedad necesaria para ese sistema. Las renovables no son hoy una herramienta única en un sistema como el argentino, donde hay tanta distancia y un consumo concentrado en los lugares de producción.
Por eso, se necesita seguridad energética, sin la cual el concepto de eficiencia es riesgoso. Cualquiera sea el gobierno de turno, hay un vasto espacio para el desarrollo de energía renovable. En ese sentido, la visión de la compañía es mantener una cuota relevante de ese mercado, por encima del 15%. Si hay mercado a término de nueva energía, vamos a participar.

Si hay una licitación de centrales de ciclos combinados, ¿evalúan participar?
—
Si hay una justificación técnica para que haya una inversión en un ciclo combinado, lo vamos a evaluar. Somos pragmáticos. La demanda naturalmente define la oferta. Hoy la Argentina necesita ciclos. Hay mucha energía térmica en el mercado sin razón de ser respecto de la eficiencia.

Firmaron un contrato entre privados con Loma Negra. ¿Cómo puede crecer ese mercado?
—
El mercado va a depender de la eficiencia. Naturalmente, va a haber una relación entre generador y grandes usuarios. Dentro de ese concepto, me parece que las renovables tendrán cabida. La sanción de la Ley de Energías Renovables estableció un incentivo punitivo para obligar a los grandes usuarios, pero para que haya una sanción tiene que haber oferta, y la razón por la que se demoró todo el programa de venta al beneficiario es porque no la hay. La penalidad, que está implícita, es que quien compre tendrá que comprar proporcionalmente sin ningún tipo de penalidad. Hoy, lo central es asegurar que, en los próximos 10 y 20 años, tendremos determinado volumen de energía. Para comprarlo, quiero que sea un precio competitivo referente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Estamos haciendo ofertas en el área de las energías renovables que son competitivas. Para poder hacer estas obras, deben respetarse y cumplirse contratos y garantías establecidas a largo plazo. El problema más grande del sector para estabilizarse es que todavía no se visibiliza cuándo se normalizará.

¿Cuánto puede durar este período de transición?
—
En 2018 creo que va a producirse el debate sobre qué pasará con los precios de los combustibles para el mercado mayorista (para el segmento de generación). Es una discusión que no puede esperar más. No hay mucho más espacio para que el Ministerio de Energía siga licitando (centrales térmicas o renovables). Puede haber un RenovAr 3.0 para cubrir la demanda al 20% en 2025 y para garantizar el desarrollo de contenido local, pero no espero un cuarto.

¿Pueden seguir bajando los precios de la energía generada con renovables?
—
Las herramientas para determinar el riesgo de un proyecto son, por un lado, el acceso al crédito y el costo de los «fierros», y por otro, el respeto de los contratos. Ambos factores, si no hay cambios a nivel global, en la Argentina deberían bajar por riesgo implícito. En cuanto al Capex necesario para el solar y el eólico, ya hubo una baja importante del costo del Mw, que es el resultado de mejoras en el rendimiento, por lo que los costos de inversión son estables o a la baja. ×

“

FUE EFECTIVO EL MODO EN QUE SE ATACÓ LA CRISIS, POR LO CUAL CREO QUE PARA 2019 SE LOGRARÁN ESTÁNDARES DE CALIDAD DE MEJOR NIVEL PARA TODOS LOS USUARIOS

MANUEL SANTOS URIBELARREA, PRESIDENTE DE MSU ENERGY

EL EMPRENDEDOR QUE SALTÓ DEL AGRO AL MUNDO DE LA ENERGÍA

SANTOS URIBELARREA, INTEGRANTE DE UNA FAMILIA ILUSTRE DEL SECTOR AGROPECUARIO, CREÓ UNA EMPRESA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, QUE ESTÁ INVIRTIENDO U$S 900 MILLONES EN LA CONSTRUCCIÓN DE TRES CENTRALES TERMOELÉCTRICAS. EN 2018 LANZARÁ UN BONO DE U$S 550 MILLONES PARA FINANCIAR ESOS PROYECTOS. SU HISTORIA.

Por Fernando Juliá

“

CHARLANDO CON OPERADORES, TANTO EXTRANJEROS COMO LOCALES, CONCLUIMOS QUE LA GENERACIÓN SERÍA UN SEGMENTO ESTRATÉGICO EN LOS PRÓXIMOS AÑOS.

LA DE MANUEL SANTOS URIBELARREA es una historia que combina, de manera virtuosa, la tradición con el cambio. Por apellido, su identidad está íntimamente vinculada al negocio del campo. Su familia es fundadora y propietaria de MSU Agro, una empresa dedicada a la producción agropecuaria en la Argentina, Uruguay, Paraguay y Brasil. Es, de hecho, una de las tres mayores jugadoras del agro local. Su curiosidad y, por qué no, su hiperactividad lo impulsaron, sin embargo, a encarar nuevos desafíos: explorar el mundo de la energía. En esa clave creó MSU Energy, una firma que recientemente desembarcó en el segmento de generación de energía termoeléctrica y hoy tiene proyectos en marcha por alrededor de u$s 900 millones.

«Agro es un tema familiar, es parte de mi historia. Con mi padre le dimos una vuelta de timón a un negocio que ya estaba en marcha y armamos MSU, que comenzó con tres personas en 1998 y hoy cuenta con 380 empleados directos. Empezamos a vender campos y construimos una plataforma de crecimiento horizontal de producción agrícola de gran escala», comenta Uribelarrea.

El ejecutivo recibió a *Revista TRAMA* en sus oficinas del Bajo porteño, sobre la calle Cerrito. En un edificio lindero acaba de instalar la base administrativa de MSU Energy; esta generadora operará tres centrales termoeléctricas que en 2019 inyectarán 750 megawatts (Mw) en el sistema eléctrico.

«Hace cinco años empezamos a analizar cuáles eran los sectores que en la Argentina ofrecían oportunidades de crecimiento o aquellos en los que más nos interesaba participar», recuerda Uribelarrea, que nació hace 39 años. En ese análisis, agrega, divisaron dos segmentos que presentaban una clara oportunidad: «Uno era el sector energético, y el otro, el de infraestructura. Dos negocios que en la Argentina registran atrasos en algunos aspectos, donde hacen falta muchas inversiones. Especialmente en el caso de la energía, analizamos el potencial de Vaca Muerta, y la oportunidad en materia de gas y petróleo es enorme», destaca el ejecutivo, que se formó en la universidad como agrónomo pero que profesionalmente adquirió un vasto conocimiento y poderoso *networking* del sector financiero.

LA ELECCIÓN

A partir de esa lectura, Uribelarrea puso en marcha un proceso para determinar cuál era la mejor oportunidad –dentro del amplio arco de posibilidades que ofrecer el sector– para desembarcar en el negocio energético. La elección recayó en el área de generación de energía.

«Charlando con operadores, tanto extranjeros como locales, concluimos que la generación sería un segmento estratégico en los próximos años. Tanto por la necesidad de inversiones como por la posibilidad de asociarnos con tecnólogos, que nos podían apalancar para entrar fuerte y con escala a ese mercado. Es decir, nosotros contamos con el *know-how* de hacer todo el *delivery*, el desarrollo de los proyectos. Podemos definir dónde ubicar la planta, cuáles serían los nodos y la capacidad de conexión eléctrica y de gas, analizar el impacto ambiental y todos los demás requisitos que implica el diagnóstico de un proyecto», repasa Uribelarrea.

En 2016, MSU Energy estableció una alianza con General Electric (GE), uno de los grandes fabricantes de tecnologías de generación de energía a nivel global, que a su vez está interesado en incrementar su *market share* en el país.

LA EJECUCIÓN

Actualmente, MSU Energy tiene dos empresas de energía: UENSA SA y UGEN SA, que funcionan bajo un mismo paraguas accionario. El proyecto fue estructurado como *project finance* y demandó, en una primera etapa, una inversión total de u$s 450 millones para construir tres centrales de ciclo abierto. La ingeniería financiera de las obras se concretó a partir de créditos sindicados otorgados por un conjunto de bancos: Industrial and

>
Tres plantas

El proyecto de generación de energía termoeléctrica de la empresa MSU Energy contempla el desarrollo de tres plantas, mediante un esquema de construcción «llave en mano» de General Electric (GE).
La empresa, impulsada por Manuel Santos Uribelarrea, tiene a Benjamín Guzmán como gerente general. Está acompañado por otros seis gerentes principales, todos con experiencia en el mercado energético.
Cada una de las tres plantas que construye y opera la empresa ofrece 150 Mw de potencia. Entre todas proveerán 450 Mw de ciclo abierto y 300 Mw más de ciclo cerrado.
Una de las plantas –llamada Central Termoeléctrica Rojo– está ubicada en la ciudad bonaerense de San Nicolás, en el norte de la provincia. La Central Termoeléctrica Barker se sitúa en Benito Juárez, en la provincia de Buenos Aires, cerca de Tandil. Y la tercera, la central Villa María, está emplazada en la ciudad homónima cordobesa.

Commercial Bank of China (ICBC) de Argentina, Banco Galicia, Banco Hipotecario, Banco de Crédito y Securitización, y Banco Macro. El monto está destinado al desarrollo de tres plantas termoeléctricas a gas. Dos están en la provincia de Buenos Aires –en San Nicolás y en Benito Juárez–, y la tercera, en Villa María, Córdoba.
«Una planta ya está en operación y las otras dos entrarán en operación comercial en breve. Las pruebas de primer fuego de las turbinas están muy avanzadas, al igual que todo lo referente a sincronización. Lo que viene es la etapa de cierre de ciclos de las tres plantas», adelantó el empresario.
Cuando el proyecto esté finalizado, en el segundo semestre de 2019, las tres plantas generarán un total de 750 Mw. El cierre de ciclos, y el proyecto de instalar una cuarta turbina, requerirán más inversiones. Por eso, a principios de 2018, MSU planea lanzar un bono internacional en busca de u$s 550 millones. La colocación se realizará bajo el paraguas de la Regla 144ª, que fue promulgada por la Comisión del Mercado de Valores de Estados Unidos (*Securities and Exchange Commission*, SEC) en 1990, y elimina el período de tenencia de dos años para los títulos de propiedad privada, cuando un comprador institucional calificado le vende a otro comprador.

OPCIONES

Aunque ya cuenta con una interesante masa crítica de proyectos, Uribelarrea visualiza el futuro desde un crisol ambicioso. «Mi sueño es darle un poco más de volumen a esta compañía, hacer una Oferta Pública Inicial (*Initial Public Offering* o IPO, en inglés) y armar una gran empresa argentina de generación eléctrica. Sobre todo, porque los negocios están separados: MSU Energy se maneja en forma independiente de MSU Agro, lo único que compartimos son accionistas y algún director», dice entusiasmado. En esa clave, el ejecutivo quiere balancear su porfolio de generación térmica incorporando plantas renovables. La empresa presentó proyectos en la Ronda 2 del programa RenovAr, que estimula la instalación de tecnologías alternativas de generación. La empresa presentó un proyecto para instalar un parque eólico de 200 Mw, con posibilidades de extenderlo hasta 600 Mw. ×

Estaciones Cryobox-Trailer de Galileo licuando gas natural en pozos no conectados a los gasoductos

<

OSVALDO DEL CAMPO, PRESIDENTE DE GALILEO

EN LA ARGENTINA HAY MUCHO GAS DISPERSO POR APROVECHAR

MIENTRAS PROMUEVE LA PRIMERA FLOTA DE CAMIONES DE GNL A NIVEL LOCAL, GALILEO ESTÁ ABOCADA A INYECTAR EN EL SISTEMA TODO EL GAS QUE LA ARGENTINA DESPERDICIA. SEGÚN SU TITULAR, OSVALDO DEL CAMPO, EL APROVECHAMIENTO DE ESOS RECURSOS MEDIANTE LAS TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN DISTRIBUIDA DE GNL EN PEQUEÑA ESCALA Y GASODUCTO VIRTUAL PUEDE AYUDAR A REDUCIR LAS IMPORTACIONES.

PARA JUSTIFICAR LA CONSTRUCCIÓN de un nuevo gasoducto, se requiere básicamente la existencia de un gran centro de consumo, por un lado, y una gran fuente de gas, por otro. En un país con un territorio tan extenso como la Argentina, donde la inversión en redes de transporte para sumar nuevos puntos de consumo a la red troncal de gasoductos es demasiado onerosa, existe una innovadora alternativa para incorporar nuevos nodos estratégicos: el sistema de gasoducto virtual (GV) que, a su vez, permite transportar gas natural licuado (GNL) por vía terrestre desde fuentes dispersas.

Se trata de un desarrollo tecnológico que podría generar un cambio disruptivo en ambas puntas de la cadena de valor del gas. Las petroleras podrán activar pozos de gas con pequeños volúmenes de producción, que hoy no repagan la conexión a la red de gasoductos. También podrán monetizar gas que hoy se ventea o se desaprovecha. Al final de la cadena, en tanto, la tecnología permitirá conectar localidades y establecimientos industriales que hoy no cuentan con gas natural o generar energía en nuevas usinas termoeléctricas.

La Argentina es el epicentro de esta innovación: Galileo patentó el diseño de una estación de licuefacción móvil de gas –Cryobox, según el bautismo de la compañía–, que en una unidad del tamaño de un *container* de 40 pies convierte en GNL el gas extraído en boca de pozo.

En forma complementaria, Galileo –fundada y controlada por un grupo empresario argentino que lidera Osvaldo del Campo– desarrolló también una unidad para acondicionar el gas y poder licuarlo directamente a la salida del pozo. Ambos equipos conforman lo que la compañía denomina *cluster* de producción distribuida de GNL.

Integralmente, el proyecto es conocido en el mercado como Gas 3.0. Su alcance trascendió el ámbito local.

Hoy, Galileo está embarcada en un amplio abanico de iniciativas, tanto a nivel doméstico como internacional, para monetizar el gas perdido, el gas cautivo en pozos abandonados y el gas que se quema –incluyendo el de *testing*–, beneficiando a los productores, el transporte, la generación eléctrica y las comunidades sin conexión a la red gasífera.

Del Campo, presidente de Galileo, recuerda que el GV nació con el propósito de llevar gas de los gasoductos a los productores alejados que necesitaban generar electricidad para sus emprendimientos o para abastecer a comunidades dispersas (inicialmente en Córdoba). «Cuando esta solución demostró su éxito, el *upstream* comenzó a adoptarla para cumplir con múltiples objetivos», destaca en diálogo telefónico con *Revista TRAMA*.

Hoy la alternativa es tomar gas, acondicionarlo y convertirlo en gas natural licuado (GNL) para su transporte desde los yacimientos. La novedad no sólo rinde sus frutos en el país (donde ya es aplicada por las principales operadoras), sino también en el exterior. Un ejemplo de ello es la millonaria inversión que la empresa tiene en marcha en Marcellus, uno de los grandes *plays* de *shale gas* de Estados Unidos.

ESTÍMULO A LA PRODUCCIÓN

En Methax, la generadora eléctrica de Galileo, el servicio de licuefacción y transporte de gas ya cuenta con un fluido competitivo en relación con el valor que maneja la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa). «Methax es el eje de todo nuestro proyecto local. Diariamente, vamos a consumir 200.000 metros cúbicos (m^3) de gas», puntualiza Del Campo.

Por estos días, indica, las provincias expresan un lógico interés por tratar de minimizar los venteos y el *flaring*. «Tenemos una tecnología exclusiva para aprovechar el gas de *testing* y estimular la producción de gas y petróleo. No hay razones para que se autoricen venteos si hay herramientas que permiten aprovechar ese gas», afirma.

La Argentina, explica, toma como criterio la

+

El sueño americano

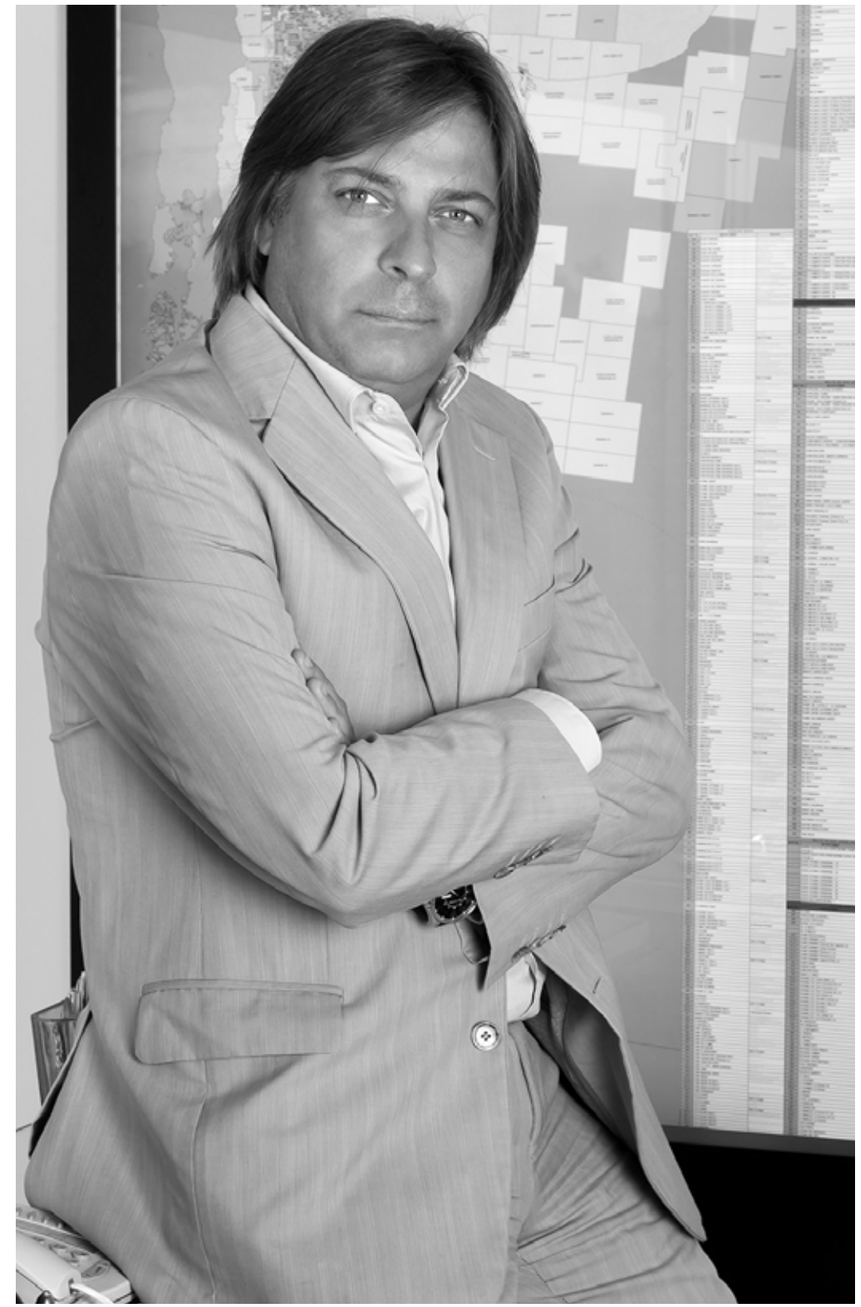
A través de una sociedad recientemente constituida, Galileo está llevando a cabo un proyecto equivalente al de la Argentina –pero a gran escala– en Estados Unidos. «Se trata de un monstruo que tendrá más de 1.000 unidades de licuefacción y abrirá un sinnúmero de posibilidades», anticipa Del Campo.

Todo comenzó, recuerda, cuando Buquebus nos requirió una planta que le permitiera producir GNL para alimentar las turbinas de su nuevo *ferry* de alta velocidad. «Nosotros llevábamos una década de investigación y desarrollo y, para responder a ese desafío, hicimos una planta productora de GNL con siete módulos de licuefacción, seis operativos y uno de *back-up*, complementados por uno de acondicionamiento. La iniciativa fue exitosa y así lo reconoció el sector del *usptream* de Estados Unidos, que nos pidió un Cryobox para reducir *flaring*, producir GNL y mediante un GV abastecer equipos de perforación, y para el calentamiento de agua destinada a la fractura hidráulica. Ése es el próximo escenario para la Argentina, porque eso va a ser Vaca Muerta», proyecta.

En Estados Unidos, agrega el directivo, la firma está llegando desde pozos no convencionales de Marcellus hasta industrias con un precio que compite contra las redes. «No digo que reemplacemos los gasoductos, ya que somos un complemento de ellos, pero en muchos casos brindamos soluciones más atractivas», asevera.

Para tomar dimensión de la magnitud del emprendimiento, compara, Galileo invertirá U$s 500 millones a nivel local en los próximos años. «En Estados Unidos, en tanto, estamos manejando un presupuesto de u$s 2.000 millones en virtud de la escala que requiere la primera etapa de ese proyecto», completa.

Osvaldo Del Campo
v



“JUNTO CON SCANIA ESTAMOS LANZANDO LOS PRIMEROS CAMIONES A GNL PARA EL MERCOSUR. APUNTAMOS A UN COMBUSTIBLE QUE CUESTE MENOS DE LA MITAD DEL DIÉSEL Y OFREZCA UNA AUTONOMÍA DE FÁBRICA DE 1.000 KILÓMETROS.

“

EL PRIMER DESTINO DEL GNL ES EL PROPIO SISTEMA PETROLERO, YA QUE EL AUTOCONSUMO DE ENERGÍA DE LA PRODUCCIÓN DEL SECTOR ES ENORME. PARA LAS PETROLERAS ES MUY ATRACTIVA LA CAPTACIÓN DEL GAS DE *TESTING*.

adopción del marco regulatorio internacional, pero aún está en proceso de finalizar una normativa propia (la NAG-500) que establezca las condiciones de seguridad para instalar este tipo de plantas. «Se está haciendo el trabajo de base para que esta oportunidad pueda capitalizarse en todas las poblaciones. Las necesidades son enormes. Y prácticamente no existe posibilidad alguna de conectar al sistema a ningún usuario nuevo si no es a través de subsidios», advierte el directivo.
Para promover la gasificación de las industrias y hogares fuera de la cobertura de los gasoductos, detalla, Galileo lleva realizada una inversión de u$s 100 millones en el país. «Pusimos en marcha esta rueda. Y tenemos previsto desembolsar un monto anual similar en 2018», anticipa.
A su criterio, sólo hace falta tiempo para ver grandes resultados. «Ya estamos consiguiendo los primeros ‘clientes ancla’ (que no tienen posibilidad de acceder a gas de ducto de manera firme). Aún no estoy en condiciones de dar demasiados detalles sobre las industrias interesadas, pero puedo decir que paulatinamente el negocio está explotando, aunque éste no sea el mejor verbo para usar (risas)», comenta.
El primer destino del GNL, asegura, es el propio sistema petrolero, ya que el autoconsumo de energía de la producción del sector (tanto en generación eléctrica como en perforación y otros usos) es enorme. «Para las petroleras es muy atractiva la captación del gas de *testing*», recalca.

¿Qué precisiones puede darnos sobre costos y capacidad operativa?, preguntamos a Del Campo.
—
Con toda la estructura de costos, llegamos prácticamente al mismo precio del gas de ductos.
En términos de capacidad, por ahora podemos movilizar unos 300.000 m³ diarios con nuestros 14 Cryobox, que resumen la tecnología de licuefacción en módulos pequeños y permiten crecer de manera escalonada y progresiva.
De no mediar inconvenientes, dentro de un año incorporaremos entre 300.000 y 500.000 m³ adicionales por día. Estimamos que las posibilidades están entre los 3 y los 4 millones de m³ diarios.

¿Cómo puede beneficiar esta tecnología al transporte de carga?
—
Así como fuimos pioneros en el mercado del gas natural comprimido (GNC), que lamentablemente no pudo romper la barrera del usuario particular por un problema de autonomía, ahora estamos promoviendo el GNL para el transporte de carga.
Ya tenemos dos fabricantes locales. De hecho, los camiones del GV de Mendoza serán a GNL.
Junto con Scania estamos lanzando los primeros camiones a GNL para el Mercosur. Apuntamos a ofrecer un combustible que cueste menos de la mitad del diésel y ofrezca una autonomía de fábrica de 1.000 kilómetros. Vamos a garantizar desde el inicio la existencia de una red de puntos clave de reabastecimiento.
Aspiramos a cambiar el esquema de transporte en la Argentina. Esta solución combina limpieza, mejores costos y mucho confort, entre otras ventajas. Para entender sus posibilidades de crecimiento, hay que pensar que China lanzó sus primeros camiones a GNL hace menos de tres años y hoy no sabe cómo atender la enorme demanda.

¿Qué aporte puede brindar esta solución en el plano ambiental?
—
Nosotros decimos que nuestra plataforma Gas 3.0 es también una plataforma renovable. Estamos trabajando en el marco normativo con el Gobierno para elaborar una fórmula sustentable de biogás. La idea es que quien quiera obtener biogás en forma total o parcial pueda hacerlo simplemente comprando GNL de cualquiera de los biodigestores instalados en el país.
Si la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) quiere transformarse en una ciudad verde, puede apostar gradualmente por esta opción. La estructura de costos desde los biodigestores hasta los usuarios no requiere incentivos adicionales, a diferencia de lo que ocurre con otros biocombustibles.

¿Qué futuro le augura al gas en el país?
—
En la década del 70, el gas apenas representaba un poco más de un 20% de la matriz energética argentina. Cuando se descubrió Loma La Lata, que garantizó un horizonte de 30 años de gas, inventamos el GNC, se amplió el sistema gasífero y la participación del fluido creció a más de un 50% de la matriz.
Ese cambio de paradigma se dio en el peor contexto económico del país, lo cual significa que la energía barata se abre camino sola.
Actualmente se cree que tenemos reservas de gas no convencional para varios siglos. Es inevitable que el recurso penetre por lo menos 10 puntos más en la matriz energética. Pero eso sólo será posible integrando a las comunidades y las industrias que hoy no están conectadas. ×

GAS 3.0

750 MIL

LA ESTACIÓN CRYOBOX DIARIAMENTE PROCESA HASTA 750.000 PIES CÚBICOS DE GAS NATURAL, PREVIAMENTE TRATADOS POR LA PLANTA ZPTS DE ACONDICIONAMIENTO DE GAS, PARA PRODUCIR 15 TONELADAS DE GNL.

GABRIELA ROSELLÓ, GERENTE DE ASUNTOS PÚBLICOS DE TOTAL AUSTRAL

EL GAS SEGUIRÁ TENIENDO UN ROL PREPONDERANTE EN LA OFERTA DE ENERGÍA GLOBAL

—

LA NECESIDAD DE ABASTECER LA DEMANDA CRECIENTE DE ENERGÍA EN UN MUNDO EN PLENO DESARROLLO REQUERIRÁ VARIAS FUENTES DE ENERGÍA. EN ESTE CONTEXTO, A PESAR DE LOS ESFUERZOS POR INCORPORAR FUENTES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE, EXISTE CONSENSO EN LA COMUNIDAD INTERNACIONAL ACERCA DEL ROL PREPONDERANTE QUE DESEMPEÑARÁ EL GAS NATURAL.

POR PAOLA QUAIN

—
Gabriela Roselló

GABRIELA ROSELLÓ tuvo desde su infancia cierta fascinación por el complejo mundo de los recursos naturales. Fue más una inquietud personal que un mandato familiar, ya que nadie de su entorno estaba vinculado al campo de las ciencias exactas. Esa curiosidad por los recursos naturales fue el motor que la llevó a incorporarse en 1989 a YPF con apenas 18 años. Su primera experiencia fue como *data entry* en el Departamento de Asfaltos.
Roselló se graduó en la Universidad Católica Argentina en 1996 y luego se especializó con un posgrado en Derecho del Petróleo & Gas en la UBA. Cuatro años más tarde amplió el espectro cursando la especialización de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista en el ITBA. También vivió en Estados Unidos, donde fortaleció su formación con un máster en Derecho Internacional Comparado en la Southern Methodist University, de Dallas, Texas.
Como abogada, integró el *staff* de Legales de la petrolera estatal. Fueron, apenas, sus primeros pasos en la industria de Oil & Gas, hace ya casi 30 años. Actualmente Roselló trabaja en Total Austral, el segundo productor de gas de la Argentina. Desde 2015 preside el Comité de Sustentabilidad de la Internacional Gas Union (IGU, por sus siglas en inglés), una organización global que representa a la industria del gas natural en todo el mundo y que promueve el papel central del gas natural en una matriz energética sustentable, junto con el desarrollo y la difusión de políticas y tecnologías utilizadas en toda la cadena de valor del sector.

En la industria del petróleo no son tantas las mujeres que participan en lugares de decisión. ¿Es una tendencia que comienza a cambiar?

—

Creo que sería sesgado atribuirlo únicamente a un tema de género. En mi opinión, esa realidad se vincula más con el carácter técnico de la actividad y con el bajo porcentaje de mujeres que egresaban de carreras técnicas. La industria del petróleo y gas es esencialmente técnica y requiere mayormente perfiles técnicos. Esta tendencia se ha ido modificando y en la actualidad se observa un incremento de mujeres con perfiles técnicos en lugares de decisión.

¿Cuáles fueron sus primeras tareas dentro de la compañía?

—

Desde 2003, trabajé como gerenta de Legales de Total Gas y Electricidad, la filial del grupo que gestionaba los activos de generación de energía eléctrica y transporte de gas natural, local y de exportación (hasta mediados de la década pasada, Total era un *player* importante en el sector de generación). En 2011, se abrió una búsqueda interna

Gabriela Roselló,
v

“
EL GAS NATURAL ES UN COMBUSTIBLE FÓSIL, QUE OFRECE UNA GRAN OPORTUNIDAD PARA ABASTECER LA DEMANDA CRECIENTE DE ENERGÍA.

para cubrir la posición de Asuntos Públicos en Total Austral, y me pareció interesante poder trabajar otra vez en el negocio de Exploración y Producción, pero ya no como abogada, sino en el área de relaciones públicas. Así fue como empecé a vincularme con los temas sociales y su integración en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

SUSTENTABILIDAD

En los últimos años, la agenda de la sustentabilidad ganó mayor protagonismo en su día a día, trabajando la agenda local junto con el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). «Ante el potencial que representaba el desarrollo de Vaca Muerta, nos abocamos a trabajar en un plan de difusión sobre las buenas prácticas del sector en la gestión de los aspectos ambientales en la producción de los hidrocarburos no convencionales. Quisimos responder a las expectativas de la sociedad, acercando información técnica que diera cuenta sobre cómo la industria estaba preparada para enfrentar este nuevo desafío», rememora Roselló en diálogo con *Revista TRAMA*.
A eso se sumó la perspectiva internacional desde el Comité de Sustentabilidad de IGU, donde el Acuerdo de París sobre cambio climático promovió la incorporación a la agenda de sustentabilidad y los aportes de la industria para alcanzar los objetivos propuestos a nivel global en materia de cambio climático.

¿Es una agenda que está en desarrollo?
—
El esquema de trabajo que definimos para el Comité de Sustentabilidad de IGU para el trienio 2015-2018 se divide en tres grandes bloques, cuyo objetivo es el Congreso Mundial de Gas que se realizará en Washington en 2018. El primer tema está vinculado a la presentación de casos en los que se han implementado tecnologías de bajo costo para reducir las emisiones de metano; en ese sentido, se abordará cuáles son los mecanismos para medir las emisiones y qué herramientas existen hoy para mitigarlas.
El segundo tema se relaciona con el compromiso social para pensar en cómo las empresas se integran con las comunidades donde trabajan y qué esfuerzos son necesarios para generar relaciones de confianza y duraderas que sumen valor para compartirlo. Y en tercer lugar, se abordará el binomio gas y energías renovables, y cómo es el futuro de esta especie de matrimonio al que le vemos un largo futuro.
El Comité de Sustentabilidad organiza los bloques para esta temática del Congreso Mundial del Gas, al igual que los restantes comités técnicos que se ocupan de la agenda que cubre toda la cadena de valor del gas natural. De la convocatoria realizada por IGU para la presentación de trabajos técnicos, ya se han recibido alrededor de 1.000 *abstracts* sobre distintas áreas: exploración, producción, distribución, *marketing* y tecnología, entre otras. Además, habrá un foro de inversiones.

En algunos espacios, el gas es presentado más cerca de las energías renovables que de las fósiles, porque es mucho menos contaminante que el carbón o el petróleo. Incluso la EIA lo considera un puente hacia las renovables. ¿Qué reflexión te merece esa situación?
—
El gas natural es un combustible fósil que ofrece una gran oportunidad para abastecer la demanda creciente de energía. Debido a su flexibilidad, su alta eficiencia energética, su previsibilidad en el despacho, su menor impacto en el ambiente, es el combustible que va a ayudar a desarrollar las energías renovables en las próximas décadas. Creemos que no se trata de uno u otro; son ambos, las energías renovables «y» el gas natural.
La Agencia Internacional de Energía estima que la demanda global de energía crecerá 30% entre la actualidad y el 2040, mientras que la demanda del gas natural tendrá un incremento del 20% durante el mismo período. Son proyecciones de crecimiento que destacan la importancia crítica del gas en la combinación energética global, como una opción sostenible y sustentable que complementa el uso creciente de las energías renovables.
A nivel internacional, la mayoría de los países entienden que el gas jugará un papel importante en esta transición. Naciones con una matriz energética con una alta participación del carbón, como China, están tomando la decisión de cambiar su matriz. En EE.UU., el desarrollo del *shale gas* de campos no convencionales tuvo un impacto positivo en la reducción de emisiones contaminantes. Varios casos de estudio de IGU realizados sobre las ciudades de Nueva York, Estambul, Toronto, Dublín y Berlín dan cuenta de la reducción de emisiones a partir del uso del gas natural, tanto en la generación de energía como en el consumo residencial y para calefacción. ×

“
LA AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA ESTIMA QUE LA DEMANDA GLOBAL DE ENERGÍA CRECERÁ 30% ENTRE LA ACTUALIDAD Y EL 2040.

GRUPO ALBANESI
ENERGIA A SU ALCANCE
www.albanesi.com.ar

Protagonistas de tus proyectos
Aportando soluciones concretas en el campo de la energía.
Contamos con más de 30 operaciones permanentes desde las 9 bases operativas localizadas en Neuquén, Mendoza, Rincón de los Sauces, Comodoro Rivadavia, Río Gallegos, Añelo, Catriel, Bahía Blanca y La Plata.
PECOM SERVICIOS ENERGIA
www.pecomenergia.com.ar
Sigamos creciendo juntos

VACA MUERTA EN LA CABEZA DE LA POBLACIÓN

¿QUÉ PIENSA LA OPINIÓN PÚBLICA SOBRE RECURSOS NO CONVENCIONALES EN NEUQUÉN?

Por Ernesto Cussianovich

EL 75% DE LOS NEUQUINOS SIGUE EVALUANDO COMO NEGATIVA O REGULAR LA SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EN SU PROVINCIA, Y MÁS DE LA MITAD CREE, ADEMÁS, QUE EL PAÍS SIGUE TENIENDO SERIOS PROBLEMAS DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO.

<
Ernesto Cussianovich
Director, Energía, Recursos Naturales y Ambiente
Poliarquía Consultores. ecussianovich@poliarquia.com

EN ESTE AÑO que culmina, el 75% de los neuquinos sigue evaluando como negativa o regular la situación de la energía en su provincia, y más de la mitad cree, además, que el país sigue teniendo serios problemas de abastecimiento energético. Esto es lo que surge de un reciente estudio que realizamos en Neuquén sobre la producción de gas y petróleo en Vaca Muerta, el yacimiento de recursos no convencionales del que casi el 90% de los ciudadanos asegura haber escuchado hablar.

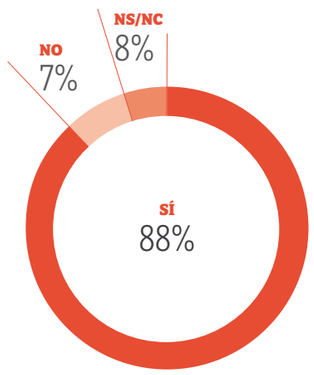
Los números sorprenden, pero aun más sorpresiva y compleja es la lectura que hace la población sobre la influencia de Vaca Muerta en su vida cotidiana. Ciertamente, desde que se dio a conocer públicamente este depósito, realizamos estudios a nivel nacional para evaluar su presencia en la cabeza de los argentinos. En el país, casi un 70% de la población afirma saber algo de este yacimiento, y de ese porcentaje, las dos terceras partes dicen además que éste tendrá un impacto muy significativo en su vida concreta. En Neuquén, por su parte, el 88% de la población reconoce haber escuchado o leído algo sobre Vaca Muerta, y de ese universo casi la mitad ratifica con desenfado que sabe «mucho o bastante» sobre este recurso.

Las esperanzas puestas en este depósito son proporcionales a su envergadura y –al parecer– en el caso de la población de Neuquén se han magnificado aun más por el peso de factores como el localismo, la identidad o la obtención de un beneficio económico directo e inmediato. Para comenzar, un 72% de la población está de acuerdo con la extracción de gas y petróleo en Vaca Muerta, y un 50% dice además que el Gobierno (provincial o nacional) cuenta con los fondos necesarios para su explotación. Más aun, otro 50% dice que el país tiene la tecnología y el conocimiento de avanzada para las tareas de extracción, en contraposición con un 38% que cree que ambos deberán ser provistos por empresas extranjeras.

50%

DICE ADEMÁS QUE EL GOBIERNO (PROVINCIAL O NACIONAL) CUENTA CON LOS FONDOS NECESARIOS PARA SU EXPLOTACIÓN.

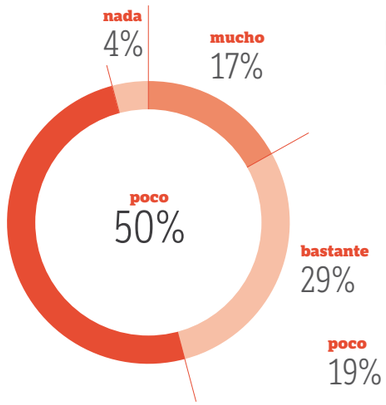
¿HA ESCUCHADO O LEÍDO ALGO SOBRE EL YACIMIENTO VACA MUERTA?



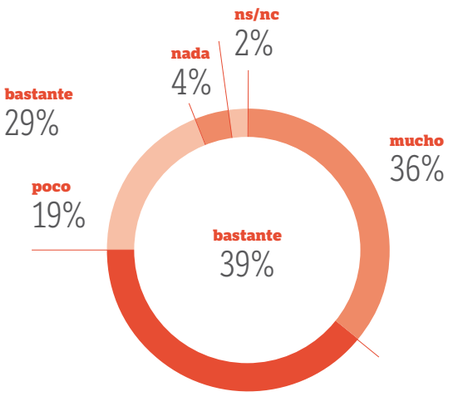
¿A qué se debe tanta expectación, apoyo y optimismo? En principio, al escaso conocimiento o a la falta de información de calidad de lo que el común de las personas se imagina hoy en relación con Vaca Muerta. Al respecto, no creemos –por ejemplo– que exista un serio reconocimiento sobre la necesidad de contar con más inversiones o, ciertamente, más políticas tendientes al mejoramiento de la productividad o la competitividad, conceptos que los ciudadanos de a pie no terminan de entender y que quizás habría que comenzar a explicar en detalle para hacer más realistas sus expectativas.

Base: Total de entrevistados

¿CUÁNTO DIRÍA UD. QUE SABE O CONOCE DEL YACIMIENTO VACA MUERTA?



¿Y DIRÍA QUE VACA MUERTA PUEDE GENERAR MUCHO, BASTANTE, POCO O NO VA A GENERAR EMPLEO EN LA PROVINCIA DE NEUQUÉN?

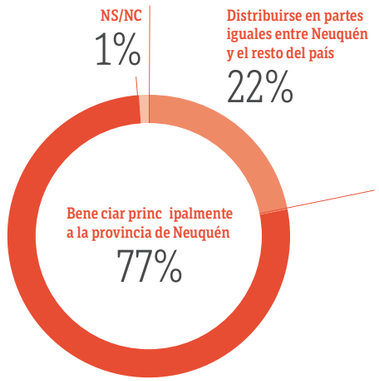


En cambio, a la hora de hablar de beneficios, propiedad o empleo (lo que verdaderamente le interesa a la gente), los números de opinión pública que aparecen son muy sugerentes e invitan a reflexionar sobre mejores estrategias de posicionamiento y comunicación de Vaca Muerta en el futuro inmediato. Del 88% de las personas que dicen haber escuchado sobre este yacimiento, el 90% afirma que favorecerá mucho o bastante a Neuquén; el 80%, que generará una gran cantidad de empleo, y el 75%, que mejorará la infraestructura de la provincia.

Más interesante aún son las respuestas sobre los beneficios de Vaca Muerta. Hoy en día, para el 77% de los neuquinos, este extraordinario depósito deberá favorecer principalmente a su provincia, y sólo un 22% –quizás más generoso con el país– cree que su explotación deberá distribuirse (aunque en partes iguales) entre Neuquén y el resto del territorio.

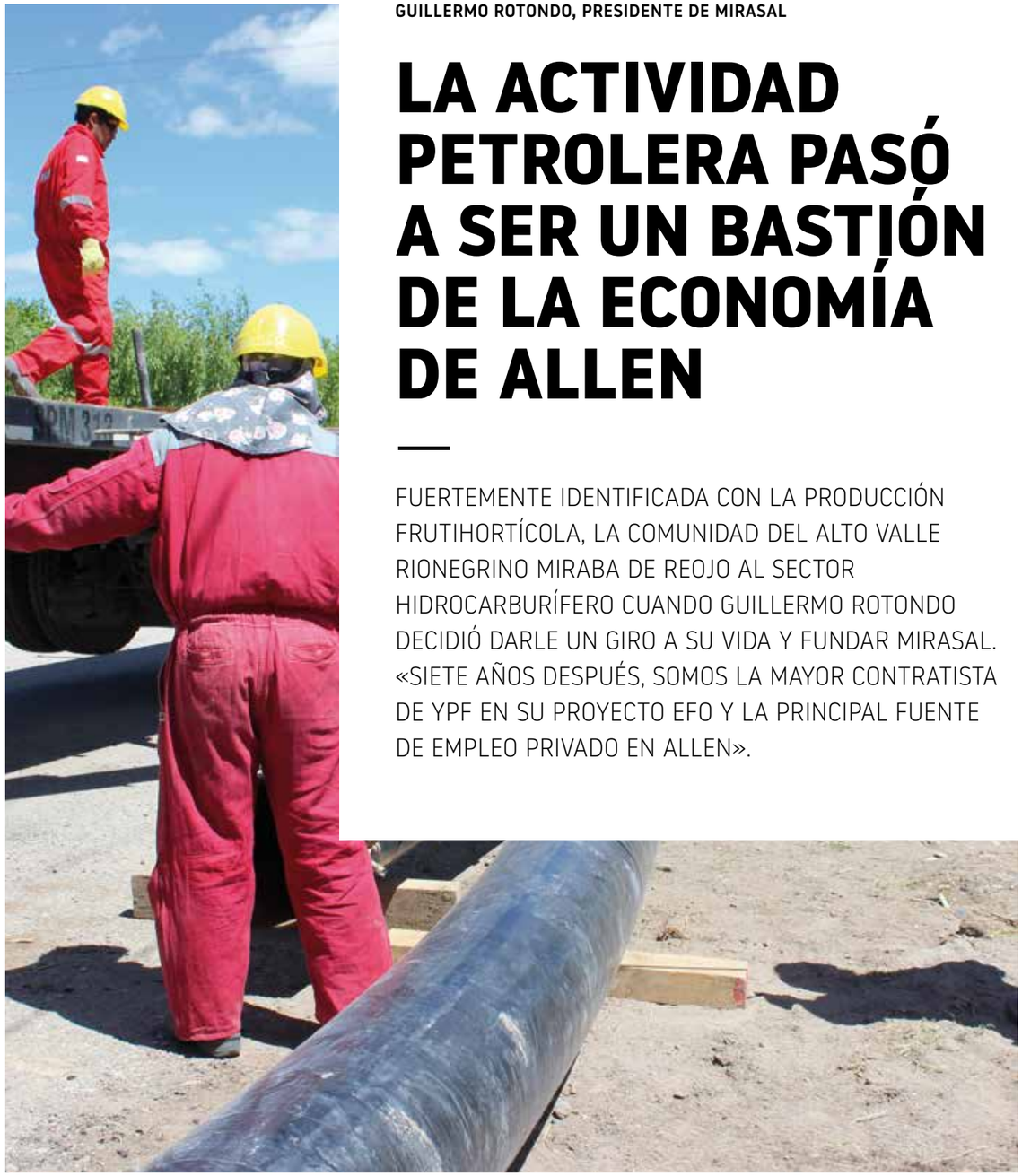
Base: Entrevistados que conocen el yacimiento (88%)

DISTRIBUCIÓN DE LOS BENEFICIOS: ¿USTED CON QUÉ OPINIÓN CONCUERDA MÁS?



El nombre «Vaca Muerta» para un depósito de recursos no convencionales es una denominación también poco convencional. Sin embargo, por varios motivos, es un nombre casi perfecto que de hecho asegura su propio *marketing* o al menos se constituye en un factor de atracción e interés. Por un lado, conmemora a la vaca, un animal con una fuerte impronta en la cultura y la historia económica del país. Por otro, remite a un concepto de muerte que, contrariamente a lo que se creería, tiene hoy una connotación muy distinta de la que solía tener para nuestros padres y abuelos.

Hoy la idea de la muerte está mucho más presente en el imaginario popular, y buenos ejemplos de ello son la representación de «San La Muerte» en diversas partes del país o también las preferencias de los más jóvenes por zombies y vampiros que regresan a la vida desde las entrañas de la tierra. En la mitología griega, el tánatos era la encarnación de la muerte sin violencia. La presencia de un desenlace casi natural y más cercano al tránsito que a la extinción, algo que Vaca Muerta está quizás representando hoy para la mayoría de los argentinos.



GUILLERMO ROTONDO, PRESIDENTE DE MIRASAL

LA ACTIVIDAD PETROLERA PASÓ A SER UN BASTIÓN DE LA ECONOMÍA DE ALLEN

FUERTEMENTE IDENTIFICADA CON LA PRODUCCIÓN FRUTIHORTÍCOLA, LA COMUNIDAD DEL ALTO VALLE RIONEGRINO MIRABA DE REOJO AL SECTOR HIDROCARBURÍFERO CUANDO GUILLERMO ROTONDO DECIDIÓ DARLE UN GIRO A SU VIDA Y FUNDAR MIRASAL. «SIETE AÑOS DESPUÉS, SOMOS LA MAYOR CONTRATISTA DE YPF EN SU PROYECTO EFO Y LA PRINCIPAL FUENTE DE EMPLEO PRIVADO EN ALLEN».

“

LA PETROLERA ERA UNA ACTIVIDAD TOTALMENTE FUERA DE CONTEXTO EN EL VALLE: NOS CONSIDERABAN ALGO ASÍ COMO *OKUPAS*. EFO NO EXISTÍA EN LOS MAPAS DEL GAS, NO ERA NADA HASTA QUE YPF INCREMENTÓ DISRUPTIVAMENTE LA INVERSIÓN EN EL CAMPO.

GUILLERMO ROTONDO se radicó en la provincia de Río Negro con la necesidad de recorrer nuevos rumbos y de abrir nuevos horizontes tanto en su vida personal como profesional. Allí lo esperaba Allen, su inesperado lugar en el mundo, una localidad históricamente reconocida por su producción frutihortícola, que –gracias a Estación Fernández Oro (EFO)– hoy alberga uno de los principales proyectos de *tight gas* de la Argentina. Por entonces, sin embargo, Rotondo no pensaba dedicarse al sector de los servicios petroleros ni imaginaba la posibilidad de terminar creando la mayor firma de ese rubro en la provincia que gobierna Alberto Weretilneck. Pero así lo haría, de la mano de YPF, una vez que la petrolera controlada por el Estado nacional puso en marcha hace algunos años un ambicioso proyecto de inversión en EFO.

Mirasal es, en la actualidad, la mayor contratista que tiene la petrolera estatal en Allen, con 360 de los 600 trabajadores del emprendimiento gasífero. «No era del palo de la industria, por lo que tuve que formarme sobre la marcha. Cuando fundé Mirasal no sabía prácticamente nada del sector, no estaba al tanto de las certificaciones necesarias ni sobre las exigencias del mercado. Puede decirse que con Apache hice la primaria, con Y-Sur (que compró a Apache) cursé la secundaria y con YPF (que incorporó a Y-Sur) completé la universidad», compara el directivo.

Los comienzos, según evoca, fueron humildes. «Empecé con 21 empleados, realizando el mantenimiento de la planta de EFO. Poco a poco fui incorporando servicios y prestaciones, haciéndome de mano de obra, mimetizando a la empresa con Allen y mimetizándome yo mismo con la comunidad. Hay que tener en cuenta que la petrolera era una actividad totalmente fuera de contexto en el Valle: nos consideraban algo así como okupas. Por otro lado, EFO no existía en los mapas del gas, no era nada hasta que YPF incrementó disruptivamente la inversión en el campo», recuerda el titular de Mirasal.

En ese contexto, comenta, el objetivo principal era pasar del rol de «invasor» al de «amigo». «Quería lograr que Mirasal fuera sinónimo de Allen y viceversa. Para ello fue fundamental colaborar con las instituciones locales y así evitar los conflictos que tienen otras empresas», subraya.

El explosivo crecimiento de Mirasal no estuvo exento de algunos comentarios malpensados que, como suele suceder en estos casos de una expansión tan vertiginosa, preguntan por testaferros o dueños ocultos. «Sí, tengo 360 personas atrás, que son los trabajadores de la empresa. Ellos son los únicos a quienes respondo», desestima Rotondo, con cierta ironía.

BASE MODELO

En la actualidad, la empresa que preside Rotondo es la principal empleadora privada en la localidad y un bastión clave de su economía. «Generamos un efecto multiplicador que benefició a todos. Hoy nos damos el lujo de estar equipando una base modelo en la Patagonia», destaca.

El complejo en cuestión tiene una superficie de 6 hectáreas (Has), detalla, y cuenta con luces perimetrales, calefacción, radiadores, alimentación por paneles fotovoltaicos, galpones, estacionamientos cubiertos y cuatro plantas de tratamiento de líquidos. «El secreto de nuestro crecimiento fue no salir de Allen. El dinero que entra en la empresa lo reinvierto para comprar equipos y herramientas. No me abro a otros negocios. Ni siquiera está en mi cabeza cruzar la frontera a Neuquén», revela.

Mirasal es el centro de su vida. «Estoy en la empresa todos los días, incluidos sábados y domingos. Llego a primera hora y me voy a las 19. Le dedico la atención de un padre a su primerizo», bromea.

TRIPLE CERTIFICACIÓN

Mirasal se especializa en la ejecución de obras electromecánicas y montajes, el tendido de ductos y los movimientos de suelos. También realiza

“

HOY MIRASAL ES LA PRINCIPAL EMPLEADORA DE ALLEN Y UN BASTIÓN CLAVE DE SU ECONOMÍA. GENERAMOS UN EFECTO MULTIPLICADOR QUE BENEFICIÓ A TODOS. INCLUSO NOS DAMOS EL LUJO DE ESTAR EQUIPANDO UNA BASE MODELO EN LA PATAGONIA.

Equipo autobomba de agua y espumígeno.

mantenimiento de plantas de gas y petróleo, transporte de cargas líquidas y sólidas, e ingeniería. Prestó servicios para Apache Energía Argentina, Y-Sur Energía Argentina e YPF.

Figuran entre sus principales obras la Batería II en la planta de EFO, seis años de tendido de ductos de distintos diámetros, el montaje de compresores de alta y baja en EFO, cruces especiales y el cruce de la Ruta 22, la red contra incendio y el reemplazo de *flare* en EFO, el montaje TEG y de puentes de medición, la conexión de pozos, el reacondicionamiento de canales y puentes rurales, y la construcción de bodegas y cámaras especiales.

Es la única compañía petrolera con triple certificación IRAM-IQNET (ISO 9.001, ISO 14.001 y OHSAS 18.001) en Gestión de la Calidad, Gestión Ambiental, y Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional.

La firma promueve la mano de obra local con 361 colaboradores directos. Posee, además, una flota de 180 unidades propias que incluye *pick ups*, camiones chasis, camiones semirremolque con hidrogrúa, camiones con batea, camiones regadores, camiones de vacío (de 9 y 25 metros cúbicos –m^3– de capacidad), camiones volcadores (de 18 m^3), equipos de soldadura, un equipo de prueba hidráulica, un equipo de abastecimiento de combustibles y lubricantes móvil, y un equipo autobomba de agua y espumígeno.

Su maquinaria vial contempla excavadoras sobre oruga tipo 320, retroexcavadoras, palas cargadoras, un vibrocompactador, motoniveladoras, grupos electrógenos, motocompresores y arenadoras.

En cuanto a sus prácticas de Responsabilidad Social Empresaria (RSE), Mirasal donó una ambulancia y equipamiento al Departamento de Hemoterapia del Hospital Ernesto Acame de Allen, además de una retroexcavadora al Consorcio de Riego de Allen. Adicionalmente, la compañía se encargó del reacondicionamiento de veredas y del edificio de la iglesia Santa Catalina de la localidad. Y brinda colaboración permanente a instituciones deportivas y de la sociedad civil de la región. ×

Construyendo juntos
el futuro con energía

Nos especializamos en proyectos
y servicios para la industria energética
integrando ingeniería, fabricación,
construcción y servicios.

AESA

aesa.com.ar

ESTOS AEROGENERADORES TRANSFORMAN
EL VIENTO EN ELECTRICIDAD. Y SON NUESTROS.

PERO LO IMPORTANTE ES PARA QUÉ
TE SIRVE A VOS TODA ESA ENERGÍA.

Estamos construyendo un nuevo parque eólico en el sur de nuestro país, que generará la energía eléctrica equivalente al consumo de 130.000 hogares. Porque en YPF venimos trabajando hace tiempo en crear nuevas energías para los tiempos que vienen.
Para cuidar a tu familia y a la nuestra, que también vive acá.

YPF
ENERGÍA QUE NOS UNE

Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas

Somos la primera productora privada de petróleo y gas de la Argentina. Desde hace 20 años, invertimos, trabajamos y crecemos haciendo que otros crezcan.

Pan American ENERGY

20 AÑOS