Horacio Cristiani
Gas BAN

Doris Capurro
Luft

Pablo Videla
Techint Ingeniería

Alberto Matamoros
GeoPark

Alberto Fernández
Wärtsilä

UNA PRODUCCIÓN DE ECONO**JOURNAL** —EDICIÓN BIMESTRAL / Nº 2 / AÑO 2 / **ABR. 2018**

TRAMA

VISIÓN DE PROTAGONISTAS

#2

Desafíos de la transición petrolera
pág. 54

La era de la madurez
pág. 60

Nuevos jugadores del mercado renovable
pág. 66

El futuro de la movilidad eléctrica
pág. 88

EL RESTAURADOR

DE LA LEY Y EL ORDEN

JUAN JOSÉ ARANGUREN CUMPLIÓ DOS AÑOS COMO MINISTRO DE ENERGÍA. SU GESTIÓN ESTÁ SIGNADA POR LA CORRECCIÓN DE DISTORSIONES TARIFARIAS Y LA TRANSFORMACIÓN DE UN SISTEMA TÉCNICAMENTE AGOTADO. SUS PRÓXIMOS PASOS, EN UN DIÁLOGO A FONDO.

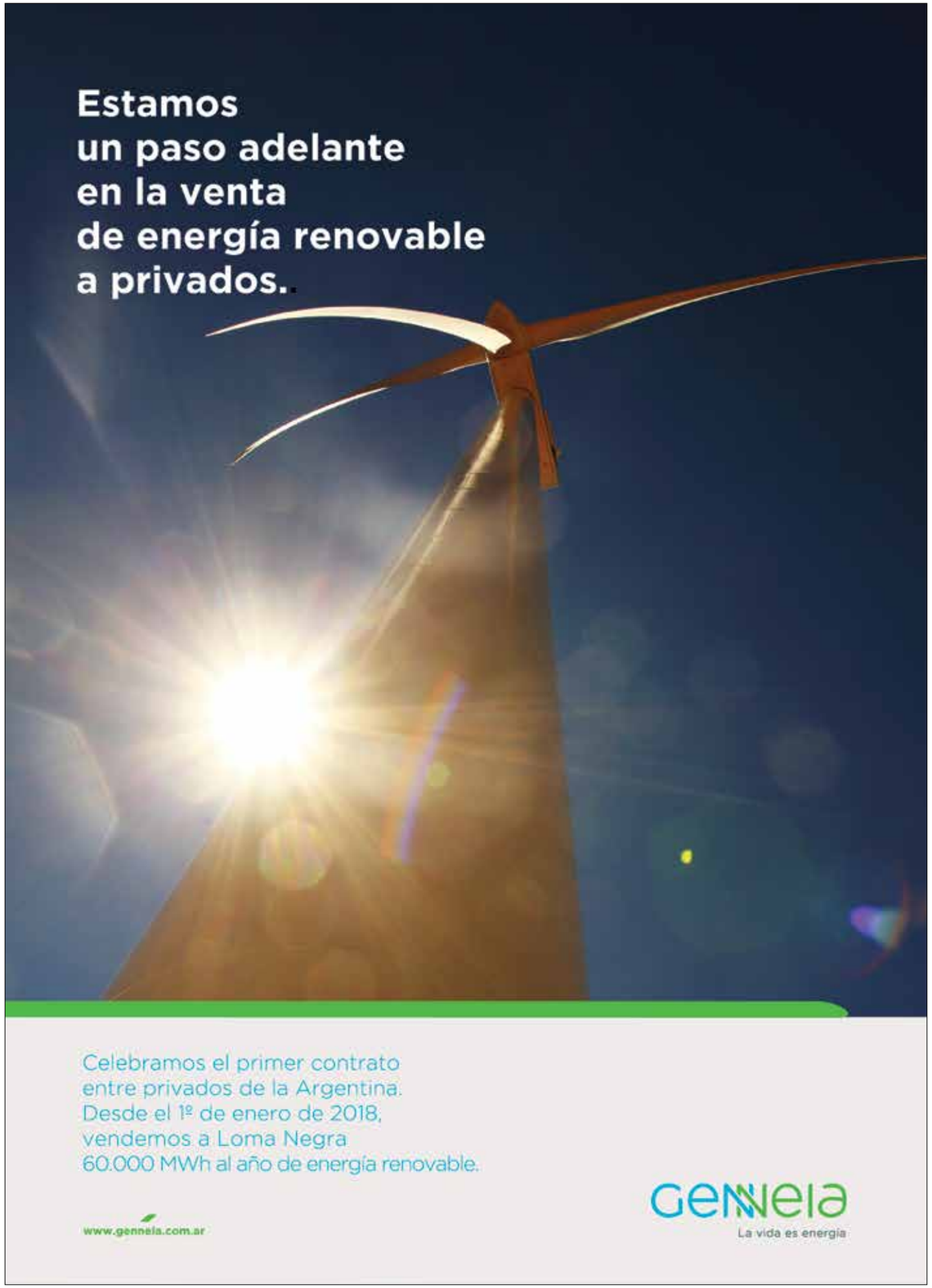
wintershall

Shaping the future.

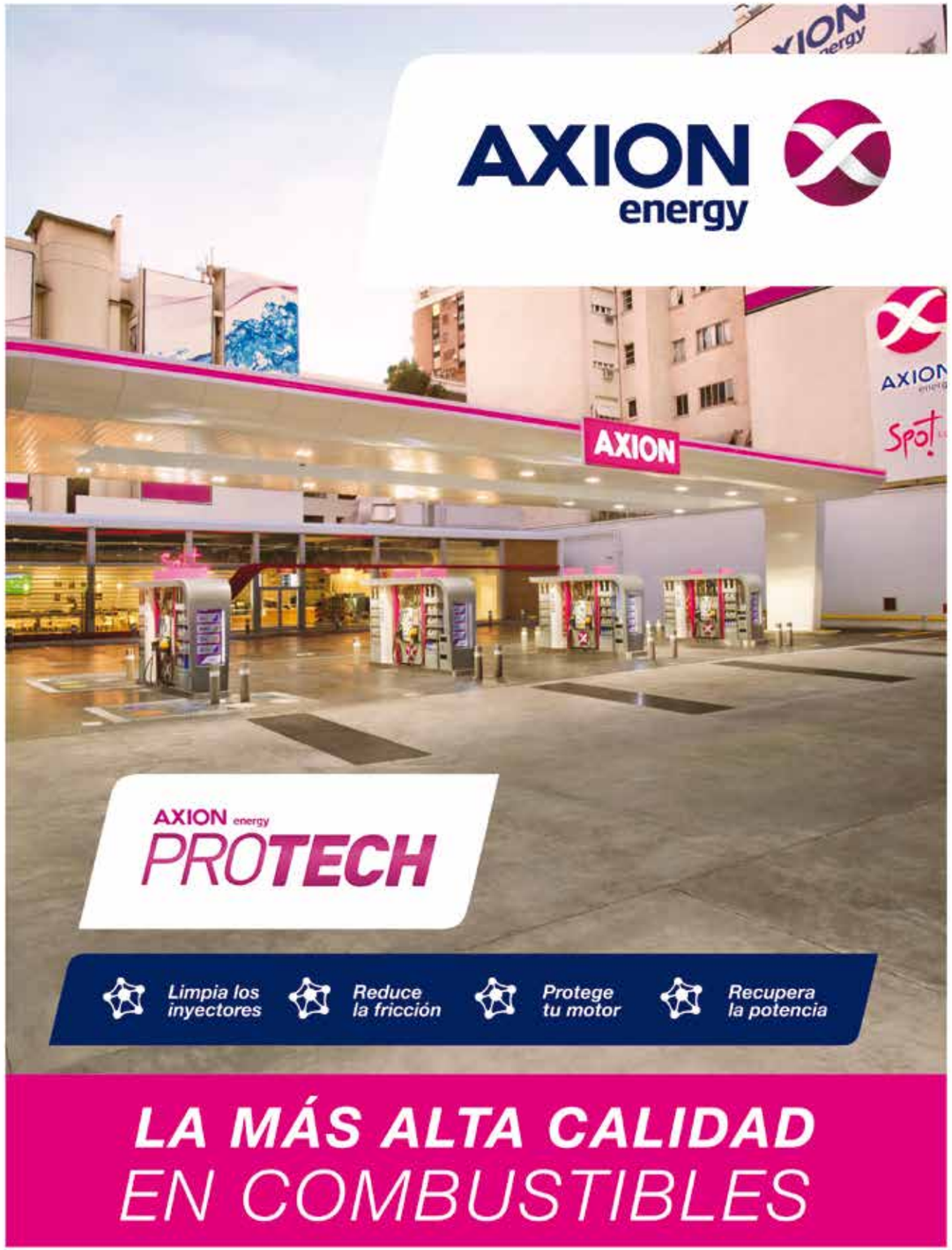
El futuro necesita energía. Por eso, Wintershall trabaja en la exploración, la producción y el desarrollo de yacimientos nuevos de petróleo y gas. Con tecnología de última generación e importantes socios. Disponemos de una amplia experiencia regional y tecnológica, sobre todo en Europa, el Norte de África, América del Sur, Rusia y la región de Medio Oriente. Como el mayor productor de petróleo y gas de Alemania, velamos por un suministro energético seguro. Para hoy y para el futuro.

www.wintershall.com

A subsidiary of BASF
We create chemistry


Estamos
un paso adelante
en la venta
de energía renovable
a privados.
Celebramos el primer contrato
entre privados de la Argentina.
Desde el 1º de enero de 2018,
vendemos a Loma Negra
60.000 MWh al año de energía renovable.
www.genneia.com.ar
genneia
La vida es energía

UPSTREAM
Exploración y producción de hidrocarburos,
líder en la Cuenca Austral.
CGC
MIDSTREAM
Transporte de gas en Argentina, conectando
con Bolivia, Brasil y Chile.
www.cgc.com.ar



Para más información ingresar en:
www.axionenergy.com

¿CUÁL ES EL PODER DE TU ENERGÍA?
ABRIMOS LA ENERGÍA A MÁS PERSONAS, NUEVAS TECNOLOGÍAS Y OTROS USOS. En Argentina generamos energía térmica en Enel Generación Costanera y energía hidroeléctrica en Enel Generación El Chocón, la distribuimos a través de Edesur, promovemos la movilidad eléctrica con Enel X y construiremos un parque eólico en Chubut con Enel Green Power Argentina. Esta es nuestra energía. ¿Cuál es la tuya?
WHAT´S YOUR POWER?
enel.com.ar
Enel Argentina
enel

CUIDANDO NUESTRO MEDIOAMBIENTE GANAMOS TODOS, SEAMOS RESPONSABLES CON NUESTRO FUTURO.
REDUCIENDO
RECICLANDO
REUTILIZANDO
Con una amplia experiencia, como primera empresa productora de Polipropileno en Argentina y de Poliolefinas Especiales en Latinoamérica, hemos alcanzado altos niveles de calidad en nuestros productos haciendo foco en la evolución y el desarrollo, en el servicio a nuestros clientes, en el fuerte compromiso con el cuidado del medio ambiente, en la salud y el bienestar de nuestra gente.
PETROQUIMICA CUYO
www.cuyonet.com
Cuidado Responsable del Medio Ambiente®
ISO 9001
ISO 14001
OHSAS 18001
BUREAU VERITAS
Certification
Carlos Pellegrini 1163 - 6º Piso | (C1009ABW) C.A.B.A., Argentina Tel.: (+54-11) 4393-6600 | Fax: (+54-11) 4394-6940
Planta Industrial: Av. Acceso Parque Industrial Provincial s/nº (5507) Luján de Cuyo, Mendoza, Argentina | Tel./Fax: (+54-261) 498-3860/498-0166

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

Más de **50 años** apoyando proyectos energéticos

ALBACAUCION
ALBA COMPAÑÍA ARGENTINA DE SEGUROS S.A.

Línea Comercial Exclusiva 0810-999-ALBA (2522)
www.albacaucion.com.ar

Especialistas en Seguros de Caución

TRAMA

Nº 2 ABRIL 2018

Nicolás Gandini
Director Editorial

Marcela Gonzalez
Directora

Diseño Editorial
Estudio ÁgredaDG
lea.agreda@icloud.com

Escriben
Juan Manuel Compte
Fernando Krakowiak
Roberto Bellato
Fernando Juliá

Fotografía
Daniela Demelio

Corrección:
Pablo Valle

Comercialización
econojournal@econojournal.com.ar

REVISTA TRAMA
es una producción de
Econo Journal SRL
Viamonte 825 PB "A"
+5411 4764 5313

BIENVENIDOS A TRAMA

CONSISTENCIA ENERGÉTICA

La consistencia de una política energética se demuestra por el cumplimiento de los objetivos que se propone. En el caso argentino, los gobiernos kirchneristas provocaron durante casi 15 años graves e insostenibles distorsiones tarifarias y de los precios relativos de la energía. La administración que lidera el presidente Mauricio Macri entendió que el reordenamiento de ese caos sectorial –con tarifas de la electricidad que en la ciudad de Buenos Aires no se habían modificado desde 2001– debía ser la prioridad de la gestión energética.

La cartera que dirige Juan José Aranguren avanzó en esa dirección: recortó significativamente los millonarios subsidios que demandaba el sector (los llevará al 15% de lo que pagan los usuarios a fines de 2018), recuperó la previsibilidad y la transparencia, y promueve la recontractualización del mercado entre privados, tal como marca la Ley argentina. El ministro Aranguren repasó esa agenda en la nota de tapa de esta edición. El funcionario recibió a *Revista TRAMA* en su despacho, en una de las pocas entrevistas que concedió a un medio especializado.

Sin embargo, pese al marcado incremento de los precios de la energía –el valor promedio del gas que pagan los hogares es hoy de u$s 4,68 por MMBTU, el doble que hace tres años–, la producción de petróleo cayó un 7,1% entre enero de 2016 y el mismo mes de este año. Y la oferta del gas creció un 4,25%, según datos del IAPG.

Es decir, esa recomposición de precios al final de la cadena de valor de la energía (la que pagan los consumidores) no termina de replicarse en un incremento de la inversión en el corazón de valor de la industria: el segmento de la E&P (exploración y producción) de hidrocarburos. Las inversiones en el upstream llegarán este año a los u$s 7.000 millones, un 12,5% menos que en 2015, según datos oficiales del Ministerio de Energía.

Esa falta de consistencia es el emergente del que adolece la política energética del gobierno, con un claro apuntalamiento de las energías renovables. La cuenta pendiente en materia de Oil & Gas sigue siendo la misma que hace dos años: lograr una reactivación del negocio petrolero que permita incrementar la producción y depender menos de la importación, fundamentalmente de gas. Se precisa de la llegada de nuevos inversores al mercado local: grandes, que estén interesados en Vaca Muerta, pero también de empresas independientes, que busquen oportunidades en campos maduros. Si no se concreta esa diversificación del mapa hidrocarburífero, es improbable que la Argentina logre convertirse en un actor de peso en el mercado energético regional.

Marcela González
Directora

Nicolás Gandini
Director Editorial

JUAN JOSÉ ARANGUREN

ESTUVIMOS 12 AÑOS ESPERANDO A QUE «PAPÁ ESTADO» NOS DIJERA QUÉ TENÍAMOS QUE HACER

—

EL EX CEO DE SHELL CUMPLIÓ DOS AÑOS COMO MINISTRO DE ENERGÍA. SU GESTIÓN ESTÁ SIGNADA POR LA CORRECCIÓN DE LAS DISTORSIONES TARIFARIAS Y LA RESTAURACIÓN DE LA LEY COMO ORDENADOR DE UN SISTEMA COMPLEJO, NORMATIVAMENTE ENREVESADO Y TÉCNICAMENTE AGOTADO. SUS PRÓXIMOS PASOS, EN UN DIÁLOGO A FONDO.

Por Juan Manuel Compte y Nicolás Gandini

—
Gesto adusto, marca identitaria en Aranguren.

A FINES DE JUNIO, se cumplirán tres años desde aquella noche en la que Juan José Aranguren tuvo su cocktail de despedida como CEO de Shell Argentina. Tres años de aquella noche, en la que el frío no amilanó a los cientos de invitados –lo más selecto de lo que, ahora, se llama «Círculo Rojo»– que vieron una versión distinta del homenajeado: relajado, distendido, incluso sonriente. «Juanjo» –como bastaba para que propios y extraños lo identificaran en la industria petrolera– ponía punto final a 37 años bajo bandera de la anglo-holandesa. Los últimos 12 al frente de la filial local, coincidencia cronológica con los tres mandatos Kirchner que, para él, significaron su apellido impreso en 57 carátulas penales iniciadas desde algún despacho oficial. Ya entonces, Aranguren había empezado a colaborar con Mauricio Macri, cuyo sueño presidencial –en esos días– parecía ser exactamente eso, un sueño: las encuestas le daban una intención de voto del 22%, 15 puntos menos que a Daniel Scioli, distancia que las PASO de agosto se encargarían de confirmar. Por eso, más allá de esa vocación de «servicio público» –y no de «dedicarse a la política», como se encargaba él de aclarar–, su plan inmediato para el día después del retiro era el descanso.
No fue lo que ocurrió. Macri resultó electo Presidente. Y confió en Aranguren el flamante Ministerio de Energía y Minería. Le tocó, de entrada, ser uno de los funcionarios con mayor exposición pública, dada la inevitable –y siempre ingrata– tarea de corregir las distorsiones tarifarias, un proceso de elevadísimo costo social y que, a ya dos años de haberse iniciado, todavía está sin terminar. Los aumentos del costo de los servicios públicos (gas, electricidad) y de las naftas –todos, consumos de altísima sensibilidad social– le valen, a marzo último, una imagen negativa neta del 54%, según la Encuesta de Satisfacción Política y Opinión Pública (#ESPOP), elaborada mensualmente bajo el auspicio de la Universidad de San Andrés.
Recibe a *Revista TRAMA* en su despacho del Palacio de Hacienda, con las ventanas hacia Paseo Colón. Un ambiente mucho más amplio –casi el triple de espacio– de lo que era su austera oficina de Shell, en Diagonal Norte y Perón. Está decorado con pinturas. «Eran del inventario del Ministerio y es lo que me quedó. No peleé mucho», comenta. Aclara que otros ministros ocuparon ese despacho antes que él. «Esto, si no me equivoco, era de Débora Giorgi», refiere.

En el Club del Petróleo, alguien le preguntaba acerca de cómo soportaba situaciones en el plano personal. Era justo en un momento duro de la discusión por las tarifas. Contestó que, a veces, tenía un angelito que le hablaba a un oído y un diablito que lo hacía al otro. El diablito le decía: «Andate a disfrutar de la vida, después del esfuerzo que hiciste». Y el angelito: «Quedate, jugátela por tus nietos». Si tuviese que tomar de nuevo la decisión de ser ministro, dos años atrás, ¿sería la misma?
—
Políticamente, correcta o incorrectamente, diría lo mismo. Tuve la suerte de contar con educación pública en la universidad. De tener una carrera en una empresa importante a nivel mundial, en la que empecé antes de recibirme y terminé como presidente. Y, durante mi vida, he visto cosas que me hacen decir: «¿Por qué no las podemos hacer mejor? ¿Qué nos pasa como país?». Si hoy preguntamos en la calle cuál fue el mejor gol de (Diego) Maradona en 1986, la gente contesta que fue el de la mano y no el que fue una obra de Dios. Eso dice que los argentinos adoramos la transgresión. Y, así, no va.
Entonces, ¿por qué no podemos estar colaborando para generar condiciones que nos hagan parecernos más a Suiza y no tanto a Venezuela? ¿Es aburrido? Yo prefiero ese aburrimiento y, por lo tanto, después de haber tenido muchos años en el sector privado, unos cuatro u ocho en el sector público, a lo mejor ayuda.

¿Eso quiere decir que si en 2019 Macri sigue, usted está dispuesto a acompañar?
—
No tiene demasiado sentido discutir eso. El Presidente toma la decisión de convocar a un grupo de gente. Él mismo es un ejemplo de haber dejado una vida que era puramente de disfrute. Después de haber manejado al mejor equipo del mundo, o de haber gobernado dos veces consecutivas la Ciudad de Buenos Aires, tomó la decisión de meterse en un tema que, obviamente, lo pone en medio de un montón de situaciones que tiene la Argentina. Muchos tomamos la decisión de acompañarlo. Él decide quién es el mejor para una etapa o la otra. Restan un año y 10 meses. Y todavía faltan muchas cosas por hacer.

Lleva dos años y tres meses al frente del Ministerio. El 31 de diciembre último, también, concluyó la Emergencia Eléctrica. ¿Cuál es su balance?
—
Hay que hacer hincapié en cuáles son los objetivos de nuestra administración: asegurar la energía para un país en desarrollo y, por otra parte, controlar el impacto que esa energía tiene en el cambio climático. Estamos haciendo eje en una matriz energética diversificada, con acceso a las distintas fuentes que la naturaleza, sabiamente, le dio a nuestro país. Además, un objetivo fundamental de nuestra administración –y de nuestro ministerio, en particular– es asegurar el cumplimiento de los marcos regulatorios que están definidos por ley.
No hablamos sólo del sector de petróleo y gas, sino de la generación eléctrica en sus distintas fuentes: nuclear, hidroeléctrica, renovables, térmica. Reconociendo que la realidad nos llevaba a

“

LES GUSTE O NO A MUCHOS, EN LA ARGENTINA EL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES ESTÁ DESREGULADO DESDE 1991.

intentar evitar los riesgos de un sistema que, por baja inversión durante mucho tiempo, podría provocar algún tipo de impacto en la sociedad. Por ejemplo, tener cortes masivos de electricidad por ausencia de generación.

¿Por qué aclara esto?
—
Sabíamos que la distribución es un proceso que lograría mejorarse a partir del cumplimiento del marco regulatorio. Es decir, las revisiones tarifarias integrales que, además, dentro del período de cinco años, tendría etapas para cumplir con cierta calidad del servicio. Pero había que actuar rápido con la generación eléctrica. Particularmente, en los equipos de respuesta rápida, que son todas aquellas licitaciones que hicimos de generación de energía eléctrica térmica por emergencia.
Esto no es ponerse ninguna medalla, es simplemente una realidad. Cuando llegamos, en el primer verano, tuvimos un hecho fortuito: camalotes bajaron por el río Paraná, taparon una cámara de agua de Central Puerto y hubo 700.000 usuarios fuera del sistema. El 8 de febrero de este año, tuvimos 26.320 megawatts de demanda a las 15.35 horas y lo suplimos con generación propia, 1.800 Mw de reserva y sin importación.

Pagándolos más caro que, por ejemplo, Chile o México.
—
Cuando lleguemos a una situación crediticia similar a esos países, seguramente, los precios bajen. Hicimos contratos de 5 a 10 años, justamente, para suplir esa emergencia. Lo mismo sucede con el petróleo y el gas. Sólo que veníamos de escenarios totalmente distintos.
En la Argentina siempre estamos a contramano del mundo. Cuando el precio del petróleo estaba alto, acá estaba barato, durante mucho tiempo. El precio intervenido a partir de derechos de exportación tenía un doble rol: poner un tope al precio en el mercado interno y, al mismo tiempo, recaudar. En agosto de 2014, cuando los precios internacionales empezaron a bajar, los domésticos quedaron por encima de ellos. Si los equiparábamos de golpe, para lograr una baja del petróleo y los combustibles a nivel local, dejábamos a la actividad más crítica de lo que estaba. Por esto, se mantuvo el precio sostén hasta septiembre de 2017, con acuerdos que venían de la gestión anterior. Y los continuamos en 2016 y 2017.

¿Y en el caso del gas?
—
Al revés. Siempre tuvimos precios por debajo de los internacionales. Por eso, a pesar de que disponíamos de recursos propios para transformar en reservas y producción, importamos entre el 20% y el 25% del gas que necesitamos. Por lo tanto, acá también había que dar señales para que la producción local reemplazara, principalmente, al gasoil, que importábamos en los picos.
Después, al LNG (N. de R.: sigla en inglés de «gas natural licuado») que importamos. Es lo que estamos haciendo. Ya no con esquemas que no son los adecuados, como el Plan Gas, que, en realidad, lo que hacía era cambiar el precio de una manera en la que no se lo quería decir: precio viejo para la producción vieja y precio nuevo para la producción nueva. Cuando lo hacemos así, ese precio nuevo lo subsidian todos los argentinos y no sólo aquellos que consumen ese gas. Con lo que estamos realizando ahora, prefiero que la recuperación de precios en el residencial la paguen aquellos que lo consumen.

El ministro sostiene que la producción de crudo crecerá en 2018.

Siendo que fue exitosa la implementación de la Resolución 21 y la 287, que establecieron licitaciones para sumar potencia de energía eléctrica, ¿por qué no se pudo trasladar ese modelo de licitaciones al gas?

—

Primero, porque hasta 2017 teníamos un esquema. Lo que no quisimos fue desconocer los acuerdos y contratos firmados. En el caso de la generación, era generación nueva. Lo que estamos haciendo con Vaca Muerta, lo que hicimos con Neuquén, con el sur de Santa Cruz y con cualquier otra explotación no convencional que pueda aparecer a futuro es una situación similar a hacer una licitación nueva. Son concesiones que aplican a un esquema que, por otra parte, tiene una clara indicación de precios a la baja. No queremos ver precios continuamente a la suba. Cuando la oferta empiece a igualar a la demanda –y, especialmente, en el verano, cuando haya puja en ver quién deja el gas adentro en vez de tener que explotarlo–, habrá precio a la baja. Ya estamos viendo un precio que puede llegar a subir hasta u$s 6/6,30 el millón de BTU y después empezar, lentamente, a bajar y estacionarse en un Henry Hub de u$s 4 a u$s 4,5. ¿Por qué no?

¿La recontractualización del mercado de gas es uno de sus objetivos para este año?

—

Todavía falta, tanto en el mercado de generación eléctrica como en el de gas, lograr el objetivo final, que es la recontractualización, y que no haya ninguna interferencia estatal. En electricidad, que no sea Cammesa el agregador de toda la demanda eléctrica. O el comprador de combustibles. Es decir, que esa capacidad vuelva a los generadores. Lo lograremos a fines de 2019.

¿No lo ve posible para este año?

—

A la capacidad de comprar gasoil, *fuel oil* y gas por los generadores la veo para este año. A la recontractualización, para fines de 2019. Pero probablemente haya etapas. No sólo hay que tener en cuenta la generación eléctrica por parte de los térmicos. También, de la hidroeléctrica. Hay que evaluar cuál es el precio que corresponde. Eso está vinculado a un mercado *spot* que todavía tenemos que definir.

En el caso del gas, iniciamos un proceso que, en este caso, a los efectos de cumplir con la ley, parte de un acuerdo. Hoy por hoy, como autoridad de aplicación, no tenemos más la posibilidad de definir cuál es el precio del gas en el punto de encuentro con el sistema de transporte. Por eso, productores y distribuidores se pusieron de acuerdo y hay una evolución en el precio del gas por cuenca, que están, espero, respetando. Iniciamos un proceso para que, cuando todo el gas esté por encima de esos niveles de acuerdo en cuanto a volumen, empiece un sistema desregulado de definición o acuerdo entre partes. Parte de este sistema es el otorgamiento de permisos de exportación.

Este verano, los dimos con compromiso de reimportación por 12 meses. Calculo que, por la producción que estamos esperando y las concesiones que aplicaron a las Resoluciones 46 y 447 –que es la de Santa Cruz–, nos llevarán a una situación en la que, muy probablemente, estemos en condiciones el año próximo de otorgar permisos, ya sin la necesidad de tener la reimportación como obligación.

Respecto de la Resolución, algunas empresas dijeron que se cambiaba el espíritu de la 46 inicial, que apuntaba a «incluir» todo el gas no convencional.

—

En tal caso, ese espíritu se reflejó en esta mesa (risas). Y yo tengo buena memoria y oídos. Si hablamos de espíritu, quien propuso la 46 fue el Ministerio. Alguno habrá querido escuchar algo que no fue, necesariamente, emitido. Siempre dije cuál era el objetivo que tenía la Resolución 46 y, de hecho, está en sus considerandos. Esto está basado en lo que les preguntamos a las empresas y a los sindicalistas, el acuerdo de competitividad de Vaca Muerta, que fue preguntar qué necesitábamos, definitivamente, para desarrollar el yacimiento. ¿Qué le faltaba para pasar de la etapa de piloto a la de desarrollo? Tener costos medianamente razonables, eliminar variables que eran exageradas, como las horas taxi, el multitarea. Eso se habló con los sindicatos y lo reconocieron. Y, en el caso de las empresas, diciendo que, a altos costos, un nivel de inversión elevado podía ayudar a un mecanismo en el cual se pudiera dar un incentivo al precio. La consideración de este ministro fue: «Muy bien. Habrá un incentivo, pero a la baja. Porque esto no es para que se mantenga a u$s 7,5 por 10 años, sino que baje a u$s 6 en 2021». Pero siempre fue sobre la base de aquellos proyectos que pasarían de la etapa de piloto a la de desarrollo. Para hacerlo muy sencillo: en lugar de hacer 10 pozos por año, 100.

Después, aquellos que habían leído o escuchado otra cosa dijeron que era para todo el no convencional. Y para el Plan Gas, cuando todos sabían que habían firmado algo por cinco años, hasta 2017. Pudieron haber pensado que habría continuidad con la gestión anterior. Pero no. Esto es lo que tenemos hoy e, insisto, el Plan Gas lo pagaban todos los argentinos. Hoy, hay sólo 8 millones de hogares que reciben gas natural de un total de 13 millones. Por lo tanto, es un absurdo pensar que tenga que ser subsidiado por aquellos que no lo consumen.

Y hemos hecho alguna consideración: en el caso de las explotaciones no convencionales, como está previsto en la reglamentación de la Resolución, que tengan un nivel de producción razonablemente superior al 30% respecto de lo que era la producción base (tomábamos para eso junio de 2016 a junio de 2017), también por el gas nuevo, tengan acceso al incentivo.

En el almuerzo del Día del Petróleo, dijo que el Ministerio hacía todos los esfuerzos posibles para normalizar una situación que, durante años, decía lo que era el marco regulatorio. Pero, en el *upstream*, lo que uno ve es cierto amesetamiento en la inversión. ¿Le preocupa?

—

Como todo sistema en la vida, tiene una inercia. Tanto para subir como para bajar, se ve una demora en los cambios de tendencia. No pasa de un día para el otro.

+

Vasco íntimo

Juan José Aranguren nunca fue a un psicológo. Se reconoce como un hombre de la praxis. Pero admite un cierto temor al aburrimiento, a la hoja en blanco. Tal vez por eso pudo soportar los constantes embates mediáticos y judiciales sufridos durante el kirchnerismo. Se acostumbró tanto a esa realidad vertiginosa que quizás se terminó alimentando de ella. «A mediados de 2015, sobre el final del gobierno de Cristina Fernández de Kirchner, yo había tomado la decisión de salir de Shell. Sabía que cualquier candidato que ganara las elecciones presidenciales iba a liderar un gobierno con un estilo de conducción diferente y me pareció que era el momento de cerrar un ciclo», rememora. Podría parecer una contradicción: un hombre que defiende con tanta pasión el cumplimiento de las normas, la institucionalidad, la estabilidad de las reglas de juego no sintió el deseo de continuar al frente de Shell en un gobierno –ya sea liderado por Mauricio Macri o por Daniel Scioli– que, según su propio razonamiento, intentaría gestionar de un modo menos belicoso. «Alguien me dijo que me quedaba bien. Y me la dejé», explica, sin profundizar, acerca de la barba canosa que, hoy, enmarca su rostro. En agosto, Aranguren cumplirá 64 años. Trabaja, todavía, 12 horas diarias. «Me gusta llegar a las 8 de la mañana y me voy a las 19 ó 20», refiere. «Al venir temprano e irme más tarde, a veces tengo momento de estar solo. Puedo leer todo lo que ingresa al ministerio. Todo (expedientes, notas a contestar) lo leo yo», asegura. Es uno de los funcionarios de Cambiemos con mayor nivel de exposición pública. Voluntaria, en la mayoría de los casos. «Forma parte de mi responsabilidad. Hubo una persona a la que eligió el 51% de la gente, y él me eligió a mí para estar acá. Como por carácter transitivo, tengo que contestar. Tengo la obligación de hacerlo», dice. Elogia a los británicos como ejemplo. «El servidor público no es un funcionario: es alguien que está sirviendo. Es nuestra obligación porque la aceptamos», define.

No es raro –más bien al contrario– encontrarlo sábado o domingo en su despacho. «Cuando juega el Barcelona, a las 5 ó 6 de la tarde, el televisor está encendido», cuenta. Agrega que, en su agenda, están destacados los fixtures del equipo blaugrana y el de Boca Juniors. Netflix es su selección para descansar. «Veo muchas series», refiere. Le gustó *Breaking Bad*. En estos días, inició la segunda temporada de *Blindspot*. Hace poco, añade, vio la primera de *Dinastía*. «*La Casa de Papel* es buenísima», destaca.

“
NUESTRA OBLIGACIÓN ES CORTAR EL PASTO, MARCAR LA LÍNEA DE LA CANCHA, A VECES HACER DE REFERÍ. PERO SON LOS ACTORES ECONÓMICOS LOS QUE DECIDEN.

En segundo lugar, en generación eléctrica, era Cammesa quien tomaba la decisión. En definitiva, el Estado nacional reaccionaba en forma directa porque los balances de Cammesa los cubren los argentinos. Ahora, estamos hablando de que el gas lo compran las distribuidoras, los grandes usuarios, las generadoras. Por lo tanto, tenemos que acomodar un sistema distinto al de la generación eléctrica.

Después, teníamos contratos por cumplir en 2016 y 2017. Algunos productores especulaban con que el Plan Gas continuaría. Por lo tanto, sus requerimientos de inversión a sus accionistas dependían de eso. Y, también, algunos pensaban que no sería fácil que las tarifas recuperaran lo que es el real costo de reemplazo del gas que se está produciendo. Y, obviamente, al principio no sólo tuvimos que hacer frente al impacto del precio de generación, con el costo de generación y el de producción en el caso del gas, sino también en la recomposición tarifaria en el transporte y distribución. Ahora, en febrero de 2018, terminamos para electricidad y en abril lo haremos para el gas. Lo que venga en adelante tendrá que ver, exclusivamente, con el costo de generación o producción.

¿Y qué ocurre con el petróleo?

—

Con un precio a nivel internacional que, desde hace dos o tres meses, vemos que estuvo entre u$s 60 y u$s 70, acá no pasó algo muy distinto de lo que ocurrió en el mundo. Por lo tanto, me empezaría a preocupar si no tenemos una recuperación en 2018. Es evidente que el que invierte responde a señales. Y, si no fueron claras, no habrá inversión. Creemos que estas señales están dadas. Pero nosotros no estamos en condiciones de juzgarlas.

En su momento, el Ministerio evaluó subdividir las concesiones petroleras en unidades más pequeñas, para facilitar que el titular tenga que buscar socios.

—

No tenemos capacidad legal para hacerlo. Sólo existen dos posibilidades para actuar: hablar y convencer a las provincias. O el caso particular de YPF. El 26% de las acciones son del Estado Nacional y otro 25%, sindicadas al Estado nacional por las provincias. En asamblea, como corresponde, ese 51% podría sugerirle a la dirección de la compañía que es conveniente no tener activos que están subexplotados por no tener capacidad técnica, de recursos humanos o financiera, y que la compañía se pueda concentrar más en los recursos *core*.

¿Los directores de YPF harán eso?

—

Es más que nada la dirección de la compañía. Lo han empezado a hacer. Tengo entendido que, en algunas áreas de Río Negro, hubo durante los últimos dos años acuerdos con otras compañías. En algunos casos, el operador fue cedido a otra empresa. Esto, también, es muy bueno para adquirir capacidad técnica. Pero no es un proceso rápido, sino para darse cuenta de cómo se pueden maximizar los beneficios.

Preguntaba porque, cuando uno ve la producción de petróleo y de gas, son ocho o nueve compañías las que más concentran. Algunos especialistas dicen que hay que promover que esos actores movilicen áreas. Porque, si no, esperan que la curva de tarifas llegue en el precio del gas hasta los u$s 6,82 por MMBTU.

—

Corren el riesgo de que, si llegan tarde, a lo mejor no se posicionen adecuadamente en el mercado. Fortín de Piedra, con Tecpetrol, fue un hecho disruptivo: de golpe, un actor que producía 200.000 m³ hoy está inyectando 5 millones y, el año próximo, debería llegar a los 11 millones. Seguramente, empezará a hacer contratos con clientes que, además, le compren en el verano. Esto es lo que tenemos que lograr, porque no queremos volver a cumplir un rol que no corresponde, en función del marco regulatorio vigente.

Usted declaró públicamente que, con la privatización de YPF, habría hecho lo mismo que se hizo con Entel (dividirla en dos compañías). ¿Midió el impacto que tendrían sus palabras?

—

No. Porque, como pasa muchas veces, me estaba refiriendo al mercado de los combustibles, no al sector de producción de petróleo y gas. En una empresa petrolera integrada, el 80/85% de su ganancia está relacionado con la producción, el otro 20/15 es refinación y comercialización. Es decir, es un complemento del negocio principal.

No es un secreto, sino una evidencia de la realidad, que al fallar en la Argentina con las regulaciones o con el no cumplimiento de las

existentes, en muchos sectores de la economía haya poco nivel de competencia, con bajo grado de productividad, altos costos logísticos, un sector empresario no dispuesto a defender sus derechos y habituado a aceptar las condiciones del gobierno de turno. Por acción u omisión, todo esto ocurrió.
Por lo tanto, lo que dije es lo que todo el mundo dice: en el sector de comercialización, hay un oligopolio, con tres empresas que se llevan el 90%; una sola, el 56%. Es lo que ocurrió. Me preguntaron por esto y dije que, cuando se privatizó, en los 90, se decidió hacerlo con una compañía grande, en la que se desglosó el *upstream* (en áreas primarias, secundarias y yacimientos centrales), pero no en refinación y comercialización. Y, como YPF tenía (tiene) dos refinerías muy importantes, podría haberse hecho algo interesante, que era concentrar la actividad en dos refinerías con un área de abastecimiento; que, probablemente, durante cinco años, no se permitiera competir entre ellas pero, a partir del quinto, sí. Los niveles de competencia habrían mejorado. Pero eso ya ocurrió; no creo que podamos modificarlo. A futuro, lo veo muy difícil. Fue, simplemente, responder a una pregunta.

DE INGENIERO A INGENIERO

Para Aranguren, lo peor ya pasó. Al menos, en cuanto a su situación personal. El protagonismo que tuvo al inicio del gobierno de Cambiemos –fue la voz y la cara de la ingrata y necesaria tarea de los ajustes tarifarios– ahora quedó relegado a un segundo plano, ante la magnitud de otros temas macroeconómicos que pasaron a encabezar la agenda de gestión. «No estoy acá obligado por nadie, sino porque quiero. O porque, cuando un presidente me lo propuso, le dije que sí. Y, si mañana no quisiera hacerlo más, me voy», comentaba hace algunos meses, frase que suscribe –palabra por palabra– al día de hoy. Un padre que, todavía, es profesor secundario. Una madre ama de casa. Y una carrera profesional exitosa –de pasante en una refinería a presidente de la compañía– que, valora él, lo fue gracias a la educación pública.
Su forma de ser –severo, más de acción que de palabras, sanguíneo por su volátil química de sangre vasca, diría él– suele granjearle antipatías. Más, en un terreno de sonrisas falsas, promesas vacías y verdades relativas, como es la política. En algo más de dos años, su cabeza fue reclamada por la oposición distintas veces y por motivos varios. La mayoría, vinculados a su pasado en Shell. Pero él se mantiene firme, en buena parte gracias al vínculo que construyó con Macri. Un diálogo «de ingeniero a ingeniero», como lo define él.
Se siente empoderado por el Presidente. De allí, entiende, emana la autoridad con la que gestiona el ministerio, un estilo de conducción que también motivó rispideces internas, zanjadas, en los casos más relevantes –José Luis Sureda (secretario de Recursos Hidrocarburíferos), Sebastián Scheimberg (jefe de Coordinación Administrativa)–, con dimisiones.

¿Qué buscó con la reestructuración del Ministerio?
—
Más allá de cumplir con una instrucción presidencial, lo que hicimos fue reducir la planta de funcionarios en un 23,5%, cuando la indicación fue del 20%. Bajamos 38 funcionarios. En cuanto a una decisión conceptual, lo que vamos a implementar es que haya tres secretarios y nueve subsecretarios, que van a reportar directamente a mí. Los secretarios serán responsables de una visión más estratégica de sus áreas –Política Energética, Minería y Planeamiento– y los subsecretarios estarán más en la implementación del día a día de esa estrategia. Es decir, el subsecretario que tiene que aprobar la licitación de renovables discutirá directamente conmigo, sin que esté en el medio el secretario de Energía Eléctrica. Ellos van a tratar de mantener lo que quiero hacer con el marco regulatorio. Tratar de bajar a tierra lo que ese marco dice, la relación internacional y con las provincias.

Veo que bajó de jerarquía a la Secretaría de Hidrocarburos.
—
La Secretaría de Política Energética tendrá la responsabilidad de esa visión estratégica en el sector energético vinculado con petróleo y gas, con renovables o con lo que sea.

En lo que falta a corto plazo, ¿queda alguna licitación en termoeléctrico?
—
A medida que la economía avance, tendremos mayor necesidad de demanda. Pero también debemos ver cómo gestionar mejor la energía en pequeñas, medianas y grandes empresas. Y, hablando de renovables, qué decisión toman las compañías en el mercado a término: que una generadora pueda venderle a una distribuidora dentro de una misma provincia, sin necesidad de la intermediación de Cammesa o de ingresar al Sistema Integrado de Distribución (SADE).
Todavía quedan cosas por concretar. Pero el mecanismo es, primero, adecuarnos a nuestro marco regulatorio. Como dice el Presidente: nuestra obligación es cortar el pasto, marcar la línea de la cancha, a veces hacer de referí. Para el resto, son los actores económicos los que deciden. En ese contexto, no sólo tenemos que ver la respuesta rápida ante la emergencia. También, obras como las represas sobre el río Santa Cruz, las centrales nucleares, la repotenciación de Yacyretá… Todavía es posible que quede pendiente una licitación de ciclos combinados, no de emergencia, sino de 800 ó 900 Mw cada uno. Pero no lo veo para este año, sino

+
Juan José Aranguren

- Profesión: Ingeniero Químico (UBA).
- Inició su carrera en Shell en 1977, como pasante de la refinería de Dock Sud.
- En 1984, se lo designó economista en la refinería de Gellong, Australia.
- Retornó a la Argentina en 1986. Ocupó distintas posiciones gerenciales en el sector comercial y de suministros.
- Migró a Londres en 1995 para coordinar, en el *headquarter* de la compañía, las actividades de los países anglo-parlantes de África y, posteriormente, de América latina. Regresó a la Argentina en 1997, como vicepresidente de Suministros y Comercialización.
- Desde 2003 y hasta su retiro, el 30 de junio de 2015, fue presidente de Shell CAPSA.

para 2019. Primero, tenemos que resolver todos los cuellos de botella vinculados con el sistema de transmisión, porque es otra área en la que tenemos necesidad de administrar entre oferta y demanda.

¿Se lanzarán este año las represas o la cuarta central nuclear?
—
Las represas ya están lanzadas. Falta algo desde lo financiero: como hubo un cambio en el proyecto ejecutivo, los bancos tienen que refinanciar este aspecto, reconociendo cuáles fueron esas modificaciones. Pero ya hay gente trabajando en movimiento de suelo. El primer equipo en Cóndor Cliff marchará en abril de 2022, y el de Barrancosa, en julio de ese año. Es una obra de envergadura. Estamos hablando de casi u$s 5.000 millones. No queremos repetir falencias muy graves, como sucedió en Yacyretá, que demoró más de 25 años. Tenemos que hacerlas. Y bien.

¿Y las centrales?
—
La cuarta y quinta central nuclear nos llevó más tiempo del que queríamos porque nada estaba hecho. Tenemos los documentos de lo que recibimos, más allá de lo que diga un ex ministro. Pongo sólo un ejemplo para ver la hipocresía con la que nos manejamos: la relación con China, entre Nucleoeléctrica Argentina (NASA) y CNNC, que es la contraparte, se regía por Ley británica. Nosotros lo cambiamos y se regirá por Ley argentina.

Volviendo a los combustibles, el barril estaba a la suba y, domésticamente, hubo un corrimiento del tipo de cambio. Ésos son los dos grandes *drivers*…
—
(Interrumpe) Hay un tercero: los biocombustibles. Son un 10% y 12%; no hay que descartarlo.

NDT >

“
LAS COMPAÑÍAS, ESPECIALMENTE LAS MUY GRANDES, ESTÁN DISPUESTAS A COLOCAR PARTE DE SU INVERSIÓN EN DISTINTOS PUNTOS DEL TABLERO MUNDIAL O DEL PAÍS.

Cuando estos tres elementos suben en paralelo, parece difícil que no haya aumento en surtidores. ¿Prevé algún tipo de coordinación o su estrategia como ministro es la de un mercado desregulado?

—

Sigo pensando exactamente lo mismo. Hay un cuarto elemento, que también generó algún tipo de controversia, pero que es importante. En 2004 (creo que fue Lavagna), se cambió la estructura de precios de impuestos fijos a una de *ad valorem* pro-cíclica: cuando los precios internacionales aumentaban, también lo hacía el impuesto, lo que ejercía presión sobre el precio de venta al público. Esto, a partir del 1 de marzo, se terminó: volvieron a ser fijos, con un ajuste trimestral por inflación minorista. Y con la capacidad de que no se modificó la ley de impuestos internos, que está vinculada con la posibilidad de disminuirlo 10% o aumentarlo 25%.

La parte fija es importante porque, cuando el precio aumenta en el componente del hidrocarburo, no lo hace en el impositivo. Y al revés. Por lo tanto, es una amortiguación. No total, como puede ser un fondo compensador. Pero sí una amortiguación. Y la otra, que sigue estando en la cabeza del Ejecutivo, obviamente, tiene que ver con un impacto en lo recaudatorio.

¿Tiene definido qué hará?

—

No es potestad de este Ministerio. Es de un equipo. Lo discutiremos con Hacienda y con Jefatura de Gabinete. Son herramientas que la Administración tiene.

Obviamente, hubo presión de otras variables. Es decisión de las compañías qué quieren hacer todos los meses. Les guste o no le guste a muchos, desde enero de 1991 el precio de los combustibles en la Argentina está desregulado. Si en algún momento se reguló, fue por una acción ilegal de alguien o porque hubo un acuerdo de partes, como ocurrió con el precio sostén. Muchos estamos convencidos de que ésta es la mejor manera de lograr inversiones genuinas en el país.

¿Le preocupa que, cuando la Argentina salga a comprar gasoil o GNL, con esta suba del precio del crudo, se encarezca la importación de energía?

—

Hicimos las estimaciones para el año en el presupuesto. Lo que más impacta serán los más de 60 cargamentos de GNL que tengamos que comprar. Dependerá mucho del factor de producción local, del cumplimiento de Bolivia de su contrato y de las temperaturas que tengamos. Enarsa compró los primeros ocho cargamentos por debajo de esa estimación. El precio promedio fue u$s 7,11 cuando habíamos puesto u$s 7,83 en el presupuesto.

¿Le gustaría que los actuales concesionarios de petróleo y gas busquen socios, inversores, en las áreas que no están desarrollando?

—

Creo que, con algunas de las provincias con las que ya empezamos a hablar, amplias áreas de exploración y explotación van en contra de un mercado ágil. Tal vez, esto sea algo que tengamos que aprender para el futuro. También es cierto que las provincias quedan cautivas de desbalances fiscales y que, alguna vez, se pudo haber hecho cierta dispensa en compromisos de inversión en función de anticipar regalías. Lo mejor es que se revierta para que haya otro que esté interesado.

Pero eso no pasa en la industria.

—

Todo es un problema de educación. Estuvimos 12 años esperando a que «Papá Estado» nos diga qué tenemos que hacer. Debemos aprender que, respetando los marcos regulatorios y en competencia, se puede generar riqueza. Tenemos que lograr que haya más competencia. Lo que no hizo el Estado provincial, achicando el tamaño o el área, o la capacidad concesional, lo hacen las empresas. Las compañías, especialmente las muy grandes, están dispuestas a colocar parte de su inversión en distintos puntos del tablero mundial o del país. No está mal, porque es una estrategia para eliminar riesgos. ×

HORACIO CRISTIANI, PRESIDENTE DE GAS NATURAL BAN

EN ESTOS DOS AÑOS SE SENTARON LAS BASES PARA UN CRECIMIENTO DE LAS INVERSIONES

—

EL EJECUTIVO PUSO EN VALOR EL PROCESO DE REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL (RTI) QUE APALANCARÁ INVERSIONES EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR MÁS DE $ 45.000 MILLONES. TAMBIÉN ADELANTA LOS AVANCES TECNOLÓGICOS QUE TIENE EN CARPETA GAS NATURAL BAN, LA SEGUNDA DISTRIBUIDORA DEL PAÍS. Y RECLAMA UNA DISCUSIÓN EN TORNO A LA ELEVADA CARGA IMPOSITIVA QUE PESA SOBRE EL SECTOR.

—
Gas BAN invertirá
$ 6.500 MM en 2018

> “ESPERO QUE EL PRECIO DEL GAS VAYA BAJANDO. ESTO, EN FUNCIÓN DE QUE HAYA MÁS OFERTA Y MAYOR COMPETENCIA.

EL INGENIERO HORACIO CRISTIANI se incorporó a Gas Natural BAN en 1993. Vivió el crecimiento de la empresa durante la década del 90, la crisis de 2001, el congelamiento tarifario que aplicó el kirchnerismo y ahora está al frente de la compañía en esta nueva etapa iniciada con la llegada de Mauricio Macri a la presidencia, que define como muy positiva para su sector. En esa clave, elogia la Revisión Tarifaria Integral, que otorga previsibilidad para los próximos cincos años, y la normalización del ente regulador. «En estos dos años se sentaron las bases para un crecimiento de las inversiones que en el sector regulado prácticamente alcanzarán los $ 45.000 millones en el próximo quinquenio», afirma. De ese total, Gas Natural BAN desembolsará $ 6.500 millones para mejorar el servicio y ampliar sus redes. «Después de muchos años en los que el desafío fundamental fue mantener la compañía operativa con buena calidad del servicio, hoy el reto es el crecimiento», agrega este ejecutivo que también es presidente del Centro Argentino de Ingenieros, vicepresidente del Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible y director nacional de Cáritas Argentina. Pese a sus múltiples ocupaciones, no descuida las dos reuniones semanales con amigos en San Fernando: el asado de los viernes y el vermut de los sábados, aunque, como él mismo reconoce, «es muy antiguo tomar un Gancia en esta época en la que vas a cualquier lugar y te dan limonada con jengibre y todas esas cosas». «Mis amigos no son del ámbito empresario y en esas reuniones heterogéneas te das cuenta de que podés confrontar muchos de tus pensamientos con realidades diversas que te ayudan a ir teniendo una mayor sensibilidad que después uno termina aplicando en el ámbito empresario», remarca en diálogo con *Revista TRAMA* en las históricas oficinas de Gas BAN en el barrio de Barracas.

¿Cuál es el balance que hace de los dos primeros años del gobierno de Mauricio Macri en lo que se refiere a la política tarifaria y de regulación del sector del gas?

—

Es un proceso muy positivo, que no fue fácil de llevar adelante porque venimos de muchos años en los que el marco regulatorio y básicamente todo el tema tarifario no se cumplió. Por lo tanto, hacer un trabajo de normalización en dos años realmente ha sido muy positivo. Creo que se plasmaron algunos aspectos que son muy importantes. Primero, hacer una Revisión Tarifaria Integral (RTI) en un tiempo relativamente corto, pero con un análisis exhaustivo por parte de las empresas y de la autoridad regulatoria. La RTI es la forma de tener previsibilidad para los próximos cinco años. Otro hito fundamental en este tiempo ha sido la normalización del ente regulador. Los sectores regulados funcionan bien cuando las autoridades están constituidas de acuerdo con la ley, lo que también le da previsibilidad a la industria. En estos dos años se sentaron las bases para un crecimiento de las inversiones que en el sector regulado prácticamente alcanzarán los $ 45.000 millones en el próximo quinquenio.

¿Cómo impactó dentro de la compañía pasar de un congelamiento tarifario a este nuevo escenario?

—

Realmente el proceso ha sido disruptivo. Nuestro volumen de actividad desde antes de la RTI hasta la actualidad se incrementó cinco veces. Si bien en todos estos años nunca abandonamos los procesos de mejoras en la calidad de los servicios, sin duda las exigencias son diferentes. Por lo tanto, esto implica un incremento de actividad muy grande por las inversiones que hay que hacer. Además de la incorporación de personal, se amplió la cantidad y el volumen de las empresas contratistas. También hubo un cambio cultural dentro de la compañía, porque veníamos de una etapa en la que el foco no estaba tanto en el crecimiento sino en mantener la actividad y la operación. De pronto tenemos que empezar a crecer en forma fuerte.

¿Qué implicó ese cambio cultural?

—

En el área comercial y de operaciones tuvimos que hacer cambios organizativos para afrontar esta etapa de mayor actividad. También en todo lo vinculado con el servicio de atención a clientes, donde estamos en un proceso que continúa y que tiene que ver con las mejoras tecnológicas. El objetivo de esta nueva etapa es hacer las inversiones en tecnología que nos permitan mejorar la relación con los clientes.

¿En qué aspectos puede haber avances tecnológicos? ¿En la instalación de medidores inteligentes?

—

En esta etapa, la clave pasa por las inversiones en sistemas, en aplicaciones, en tecnologías para mejorar la relación con el cliente. Hoy se contacta por teléfono y las redes sociales, y cada vez va menos a las sucursales.

¿En qué consistirán esas mejoras?

—

Estamos apuntando a una mayor velocidad para resolver inconvenientes, tanto en lo operativo, desde el punto de vista de las emergencias, como en consultas y problemas administrativos. Por otro lado, buscamos hacer una mayor segmentación de nuestros clientes porque a veces los requerimientos son distintos. Por ejemplo, no es lo mismo un cliente que se atrasa una vez en el pago de una factura porque se olvidó o porque tuvo un inconveniente. No podemos dispararle un proceso de corte de suministro a un cliente que siempre ha sido buen pagador. La segmentación nos permite una mejora del servicio con los propios clientes. Una empresa de servicios públicos distribuidora maneja una base de datos muy grande. Mejorar esa base de datos para ofrecer una mejor atención a nuestros clientes es fundamental.

¿Qué presupuesto van a invertir en el quinquenio y cómo lo van a distribuir?

—

Tenemos previsto invertir $ 6.500 millones en el quinquenio, más las actualizaciones que haya que realizar. Es un plan muy ambicioso. Se ha multiplicado por cuatro respecto de lo que se venía haciendo. El 24% de esos $ 6.500 millones está focalizado en lo que es expansión. Hoy tenemos una penetración del 82% sobre viviendas gasificables, pero hay una distribución irregular. En la zona norte la gasificación llega al 100%, mientras que en otras, al 70%. Hemos enfocado las inversiones en municipios donde todavía hay barrios con falta de infraestructura. Ese porcentaje de las inversiones va a estar orientado a desarrollar las redes en municipios como La Matanza, José C. Paz, Malvinas, Merlo, Moreno.

¿Pueden llegar a una cobertura del 100%?

—

El objetivo es alcanzar el 92% para 2021, lo que implicaría llegar a casi 2 millones de clientes cuando hoy tenemos 1.650.000. Es un 20% más. Nosotros orientamos la inversión a aquellos municipios que hoy no tienen gas pero que cuentan con posibilidades porque son barrios en zonas gasificables. A diferencia de la electricidad, no todo barrio puede ser gasificable. Estos barrios no tienen infraestructura por falta de financiamiento. Por eso nosotros orientamos la inversión a esas zonas. Por otro lado, está el crecimiento que consiste en conectar a la red aquellos hogares a los que quizás la red les pasa por la puerta de su casa pero no pueden pagar su instalación de gas natural.

“
CREO QUE HAY QUE DAR ESA DISCUSIÓN (SOBRE LA CARGA IMPOSITIVA) PRONTO, PERO LAMENTABLEMENTE VAMOS EN SENTIDO CONTRARIO. LA VORACIDAD FISCAL SE PERCIBE EN TODOS LOS NIVELES.

—
Cristiani integra el *staff* de Gas BAN desde 1993.

¿Eso es muy complicado?
—
Los caminos son dos. El primero es la herramienta de financiación, donde siempre fuimos activos; de hecho, fuimos pioneros. El año pasado impulsamos, junto con la Secretaría de Vivienda, el plan El Mejor Hogar, por el cual se financian a 60 meses las instalaciones internas con una tasa realmente preferencial. Como todo programa nuevo, al principio cuesta, pero lo estamos desarrollando. Somos muy optimistas en cuanto a avanzar en esto. El otro tema o camino, que implica también un cambio cultural respecto de la etapa anterior, consiste en desarrollar los canales de comercialización para que la gente conozca y pueda acceder a este tipo de herramientas.

El gobierno promueve el ahorro energético con el argumento de que el gas es un recurso no renovable y Argentina tiene que importar para cubrir el consumo local. ¿En estos dos años notó concientización en su uso?
—
Si bien es prematuro en el tiempo, creo que la tendencia se nota. En lo que hace a la eficiencia y al ahorro energético, siempre fue uno de nuestros ejes incentivar el uso eficiente del gas como recurso no renovable. Pero claro, si no hay un incentivo de precio es muy difícil para cualquier ciudadano, cualquier familia, tomar conciencia de que tienen que ahorrar una energía que no es renovable. El incentivo de precio tiene que existir. A través del reacomodamiento tarifario, ese incentivo ahora existe. Si bien el invierno de 2017 fue muy atípico por la temperatura, la última parte del año podemos compararla con otros años con temperaturas que no son de invierno, y empezamos a ver una tendencia de mayor ahorro.

¿Cuánto calculan que se podría ahorrar con un uso racional?
—
Podemos estar hablando de un ahorro que iría entre un 10% y un 15%. Esto depende del invierno. Nuestra demanda es muy estacional y el consumo invernal es lo que marca la pauta de cuál va a ser el consumo del año. Hay otro elemento que es fundamental, que no tiene que ver con prender menos la calefacción sino con incorporar mejoras de eficiencia, no sólo en los aparatos que se utilizan sino en todo lo que hace a la aislación de las viviendas. Si antes uno pensaba que cambiar a una ventana doble vidrio quizás no valía la pena, hoy lo analiza. Creo que es un proceso que va en conjunto, que se relaciona con ahorrar y mejorar las condiciones de aislación de las viviendas.

¿Qué visión tiene en cuanto a fomentar el camino hacia una recontractualización del mercado del gas donde el Estado cumpla más un rol de fiscalización sin intervenir tanto?
—
Mi mirada es que tenemos que tender hacia eso. Eso es la normalización del mercado. Evidentemente, debemos transitar un proceso. Y parte de ese proceso se ha iniciado con la firma del acuerdo que hemos suscripto recientemente.

¿Le gustó la modalidad de ese acuerdo o hubiese preferido otra herramienta?
—
Es lo que se podía hacer. En algunos aspectos se ha avanzado rápidamente. En otros, tenemos que ir transitando caminos posibles hasta que logremos el objetivo de una normalización del sector. Nosotros ya hemos firmado todos los contratos con todos los productores. La tendencia debería ser, en un futuro próximo, poder firmar contratos a más largo plazo.

¿En qué horizonte de tiempo ve eso?
—
En dos años podemos estar hablando de un escenario diferente. También espero, y la tendencia debería ser así, que el precio del gas vaya bajando. Esto, en función de que haya más oferta y mayor competencia.

¿La carga impositiva sobre el sector de gas está en línea con el promedio internacional?
—
Creo que hay que dar esa discusión pronto, pero lamentablemente vamos en sentido contrario. La voracidad fiscal se percibe en todos los niveles. En el caso de la factura de gas, se ve que no sólo se cobran impuestos que hay en todos lados, sino que también existen tasas que recaudan algunos municipios.

¿Qué balance hace de la política del gobierno anterior?
—
Mi mirada es desde el punto de vista energético y puntualmente desde el sector regulado. Después de la crisis de 2001-2002, Gas Natural Fenosa en particular, y diría que la mayoría de las empresas del sector, comprendimos que, como toda empresa de servicios públicos, teníamos que acompañar un proceso de emergencia. Este proceso debía culminar con una renegociación de los contratos, como en algún momento se hizo, y en nuestro caso fue en 2005. Creíamos que a partir de esa renegociación el sector se iría normalizando en forma paulatina, pero lamentablemente eso no ocurrió. Por lo tanto, para las empresas fue muy complejo.

PY >

“
HOY EL PAÍS ESTÁ EN EL RADAR DEL ACCIONISTA. ANTES PARA MÍ ERA BASTANTE FRUSTRANTE IR A LAS REUNIONES GLOBALES CON LOS OTROS PAÍSES DE LATINOAMÉRICA, PORQUE DIRECTAMENTE ESTÁBAMOS FUERA DEL RADAR.

Teníamos un modelo regulatorio que era realmente emblemático y parte de este modelo se alteró. Para el sector regulado, donde el cumplimiento de las normas es fundamental tanto para el regulador como el regulado, esto se modificó. Fue una etapa muy compleja y creo que perdimos oportunidades de crecimiento y de ir normalizando la situación tarifaria, que si se hubiera hecho de esa forma hoy el costo sería realmente menor.

Después de muchos años sin actualización de tarifas, hoy hay un escenario distinto. ¿El inversionista lo tiene en cuenta a la hora de hacer un diagnóstico?

—

Sin dudas la mirada sobre la Argentina ha cambiado. Primero, por un tema de que el sector regulado necesita previsibilidad. Todos los negocios en realidad, pero en el regulado fundamentalmente, porque las tarifas no las fijamos nosotros sino el gobierno. Hoy el país está en el radar del accionista. Antes para mí era bastante frustrante ir a las reuniones globales con los otros países de Latinoamérica donde estamos presentes, no porque no se valorara lo que hacía la compañía, sino porque directamente estábamos fuera del radar. Ahora realmente no es así, hay una apuesta importante del accionista por Argentina.

¿Cómo es la comparación del peso del negocio en la Argentina con otros países de la región donde está la empresa?

—

Ahora tiene un peso importante. Prácticamente en lo que hace al negocio de Gas Natural Fenosa en Latinoamérica el impacto es del 30%. Dentro del mercado latinoamericano, hoy Argentina tiene una participación del 20% aproximadamente.

¿Está repartido entre los países o hay alguno que se destaca?

—

Está repartido. México, Chile y Brasil tienen una participación muy importante.

¿Argentina puede incrementar su participación sobre ese total?

—

A menos que se avance en un crecimiento no orgánico, tenemos un negocio maduro y estable.

¿Qué sería crecimiento no orgánico?

—

Una oportunidad de negocios que no sea parte del crecimiento orgánico.

¿Están mirando oportunidades en la cadena de valor del gas o en el sector de la energía en general?

—

Sí. Gas Natural Fenosa está mirando constantemente oportunidades. Latinoamérica es muy importante para la empresa.

¿Pero se podrían meter en el *midstream*?

—

No. En principio no está dentro del encaje estratégico. Nuestro *core*, no sólo en la Argentina, es la distribución de gas y electricidad, la venta de GNL y la generación. En particular en la Argentina tenemos la distribución con Gas Ban, pero contamos con participación en Gasnor a través del gas natural en Chile, de CGE, la compañía que Gas Natural Fenosa posee en ese país. También en la eléctrica de Jujuy con Ejesa, en Tucumán con Edet, en Energía de San Juan y en el Gasoducto del Pacífico Argentino, y en Gas Andes.

¿Está previsto ampliar el Gasoducto del Pacífico?

—

Sí. Estamos en proceso de ampliación de su capacidad de transporte de 7,5 a 12 millones de m³. Esto implica una inversión de u$s 55 millones para básicamente una planta compresora.

¿Eso es para recibir gas no convencional desde Neuquén?

—

Exacto. Y la ampliación debería estar lista hacia fin de este año. ×

—
Gas BAN es la segunda distribuidora de gas del país.

+
Objetivos de Gas Natural BAN

6.500
millones de pesos de inversión en el quinquenio

24%
destinado a expansión

92%
de penetración para 2021

2
millones de clientes con cobertura de gas

Capurro se asoció con el fondo norteamericano Castlelake

<

DORIS CAPURRO, PRESIDENTA DE LUFT ENERGÍA

LA MUJER QUE SE REINVENTA, DEL PETRÓLEO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

SU ÚLTIMA CREACIÓN, LUFT ENERGÍA, LA LLEVÓ DE LOS HIDROCARBUROS A LAS ENERGÍAS LIMPIAS. CONSOLIDADA COMO EMPRESARIA Y ALEJADA DEL MUNDO DE LA COMUNICACIÓN QUE FORJÓ SU IDENTIDAD, APUESTA POR EL NEGOCIO DE LA ENERGÍA ASOCIADA CON UN FONDO NORTEAMERICANO. SU PASO POR YPF Y SU VISIÓN DEL GOBIERNO.

Por Nicolás Gandini

“
ES DESESPERANTE QUE SE PLANTEE ESE DEBATE EN TORNO AL GRADUALISMO Y EL AJUSTE DE SHOCK. ES UN DEBATE FALSO.

DORIS CAPURRO intentó tres veces que YPF desembarque en el negocio de las energías renovables. Y las tres veces fracasó, en palabras de la propietaria de Luft Energía, empresa que fundó para participar del negocio de las energías verdes. Durante su paso por la vicepresidencia de Asuntos Públicos y Comunicación de la mayor petrolera del país impulsó, pocos meses después de la reestatización a fines de 2012, que YPF destinó un 1% de su inversión total al desarrollo de las fuentes renovables de generación eléctrica. Llegó incluso a plantear su propuesta en el resto de VPs de la empresa. Sus colegas, todos hombres, la tildaron de romántica y trasnochada. La iniciativa no prosperó. «Quería crear una vicepresidencia de Energías Renovables para diversificar la matriz energética de la propia compañía», recuerda Doris al paso que ordena un café chico en el bar de La Dolfina, a pocos metros del Malba, sobre la avenida Figueroa Alcorta. «En ese momento, entendí que había que recuperar el *driver* principal de YPF, que era la producción de gas y petróleo», racionaliza. Pero ese primer traspié no la desmotivó. Al contrario. «Me basaba más bien en una idea intuitiva, de analizar qué se venía (por las renovables) y cómo YPF podía participar de ese proceso, pero no tuve en cuenta el sustento económico del proyecto», reconoce. Doris tiene una energía vital apabullante, quienes la conocen coinciden en asignarle una fuerza de trabajo superior a la media. No para. Es común que responda e-mails a las 2 o 3 de la mañana y que, a las pocas horas, aun antes de que arranque el día laboral, ya haya *pisado* esos correos con nuevos comentarios. Su estilo de gestión, de igual exigencia que de defensa a los suyos, le permitió construir una buena relación con la mayoría de sus interlocutores. Esa misma efusividad, sin embargo, también la llevó a ganarse detractores. «La segunda vez llamé al gerente general de Genneia. Era Walter Lanosa. No lo conocía a él ni a la empresa. Los encontré googleándolos porque era la única firma con un proyecto de renovables en marcha (un parque de 80 megawatts instalados en Rawson, Chubut). Lo llamé y lo invité a YPF», reconstruye. Corría ya 2013. «Le dije: ‘Quiero comprar parte de Genneia. Pero no tengo la aprobación del Directorio, así que ayudame a presentar un plan sustentable, que económicamente sea rentable y que sea un negocio para YPF’. Trabajamos seis meses en el diseño del proyecto. Aprendí muchísimo sobre el negocio de las renovables. Y la propuesta fue que YPF compre el 50% de Genneia», señala Doris en diálogo con *Revista TRAMA*. El proyecto contemplaba una TIR (tasa interna de retorno) interesante cercana al 15%. Pero la propuesta tampoco pasó el filtro del equipo financiero de YPF. «Fue una pena, porque después otra empresa (el fondo de inversión Pointstate) cerró el negocio con Genneia».

LA AVENTURA PROPIA

Su tercer y último intento buscó *linkear* a las renovables con el desarrollo de Vaca Muerta, la principal apuesta de YPF durante la gestión de Miguel Galuccio. «La idea era legitimar la explotación de los yacimientos no convencionales obteniendo energía para esa operación mediante la autogeneración con fuentes alternativas», defiende Doris. En esa clave, la empresa alemana ABO Wind se encargó de medir la calidad del viento en las cercanías a Añelo, en Neuquén. Lo hizo por su cuenta sin que YPF colocara un peso en ese plan. «La velocidad del viento no era la mejor, pero resultaba suficiente y para YPF era una posibilidad valiosa. Propuse financiar la construcción de un parque eólico con el presupuesto de la Fundación YPF (que ella presidía) para abastecer a la localidad de Añelo y las operaciones de Vaca Muerta. Pero también me lo bocharon. Ahí decidí que cuando me fuera de YPF, iba a apostar por la factibilidad de las renovables», declara, sin ocultar un evidente atisbo de revancha.

Te desvinculaste de YPF a fines de 2015. ¿Cómo fue que decidiste fundar tu propia empresa, Luft Energía?
—
Cuando dejé YPF me fui un mes a Nueva York y Washington, y armé una agenda con los organismos multilaterales de crédito para entender qué posibilidades financieras habría para las renovables. Hasta ese momento no había un plan de energías renovables en la Argentina. Ahí tomé la decisión de fundar Luft. Le puse ese nombre porque en alemán quiere decir «aire». Yo soy alemana de origen (nació como Dorotea Gompertz, hija de padres alemanes; quedó huérfana antes de los 10 años y vivió sola con sus dos hermanas mayores). Luft es un nombre corto, lindo y se pronuncia del mismo modo en castellano y en alemán. Y el sustento es que el aire es el inicio de todas las cosas renovables. Cuando volví de Estados Unidos, le ofrecí a Marcelo Mindlin trabajar juntos en la diversificación de Pampa Energía en el segmento de las renovables. Es decir, desde mi compañía, ayudarlo a desarrollar ese negocio. Así firmé mi primer contrato como Luft con Pampa Energía. Y colaboré en el diseño de proyectos por 300 Mw de potencia que fueron presentados en la Ronda 1 del programa RenovAr. Ganamos el proyecto Corti en

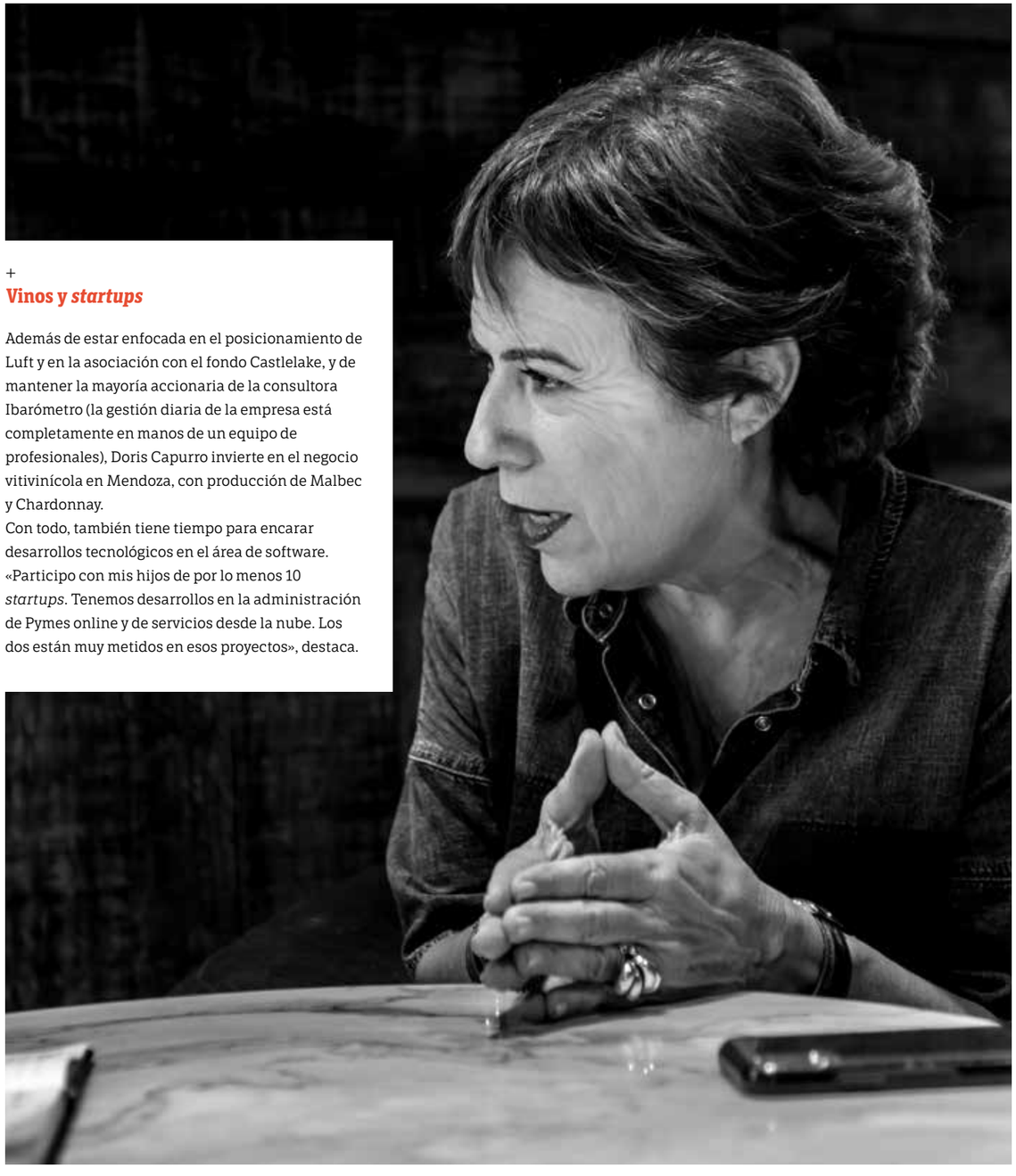
+
Durán Barba

Doris conoció a Marcelo Capurro, el padre de sus dos hijos, en el diario *La Opinión*, de Jacobo Timerman. Estudió Sociología en la UBA, ejerció fugazmente el periodismo de muy joven y asesoró a las principales marcas del país. A fines de los 90 le vendió su agencia de publicidad Capurro y Asociados al conglomerado francés Publicis. «Al principio pensé ‘no voy a vender, me voy a quedar con la agencia’, hasta que empecé a perder los clientes por fax. Tenía como cliente a Terrabusi y de pronto me llegó un fax diciendo que se vendía a Nabisco», recuerda. Se reinventó con la encuestadora de opinión Ibarómetro y luego fundó la consultora Capurro, especializada en asuntos públicos y comunicación institucional.

«A mediados de los 90 viajé a Washington para estudiar en la Graduate School of Political Management. Quería aprender cómo aportar valor ya no desde la comunicación para empresas, sino también desde lo público y la política. Terminé representando a la Universidad de Washington en la Argentina y organicé el primer congreso de *management* político, para el cual invité a Jaime Durán Barba.»

¿Vos trajiste a Durán Barba a la Argentina?
—
(Risas) Sí. Fue en 1995 y del seminario participaron también Torcuato Di Tella y Manuel Mora y Araujo. Los tres éramos los directores del comité de organización.

—
Capurro intentó tres veces que YPF desembarque en el negocio de las renovables.



+

Vinos y *startups*

Además de estar enfocada en el posicionamiento de Luft y en la asociación con el fondo Castlelake, y de mantener la mayoría accionaria de la consultora Ibarómetro (la gestión diaria de la empresa está completamente en manos de un equipo de profesionales), Doris Capurro invierte en el negocio vitivinícola en Mendoza, con producción de Malbec y Chardonnay.
Con todo, también tiene tiempo para encarar desarrollos tecnológicos en el área de software. «Participo con mis hijos de por lo menos 10 *startups*. Tenemos desarrollos en la administración de Pymes online y de servicios desde la nube. Los dos están muy metidos en esos proyectos», destaca.

Bahía Blanca, de 100 Mw. Mindlin me ofreció asociarme con el 50% de ese parque. Como necesitaba financiamiento, conseguí el respaldo de un grupo americano (el fondo Castlelake) que me acompañó para solventar esa inversión. Hoy soy la vicepresidenta de Greenwind, la empresa dueña de Corti que representa la UTE entre Pampa y Castlelake.

¿Desarrollaste otros proyectos en renovables?
—
En la Ronda 2 del RenovAr, como Pampa no quería repetir el mismo modelo asociativo, nos presentamos solos con Castlelake. Inscribimos proyectos por 560 Mw. Pero no logramos adjudicarnos ninguno de los parques (eran fotovoltaicos). Fueron aceptados técnicamente. Calificamos en todos. Pero no tengo ningún problema en decir que los perdimos por precio.

Es extendida en el mercado la visión de que muchos de los proyectos que ganaron se impusieron con precios que no son del todo viables...
—
A nosotros esos precios no nos cierran, por el Capex y por los costos financieros involucrados como para alcanzar un retorno que nos exigen los inversores internacionales en este momento. No quiero ser pájaro de mal agüero y decir que estos proyectos no se van a ejecutar. Lo que digo es que eventualmente hay algo que no veo o que mis inversores no acompañarían. Ojalá me equivoque y se concreten esos proyectos porque a la Argentina le vendría muy bien que los precios bajen y tener esos costos. Pero, al mismo tiempo, ojalá que también el gobierno sea muy riguroso en el cumplimiento de los pliegos licitatorios, porque si no sería injusto para los que perdimos, dado que hicimos un esfuerzo e inversión extraordinaria en el desarrollo de proyectos que no fueron elegidos.

¿Estás analizando oportunidades de negocios en otros segmentos energéticos?
—
Estamos analizando el esquema del programa de Participación Público Privada (PPP), que es un desafío importante desde la óptica de un inversor internacional. Estamos terminando de ajustar modelos económicos y de evaluar los costos implícitos de financiamiento y de *equity* que se necesitan. Nos vinculamos con algunas empresas para estudiar la conformación de consorcios, pero aún no hay nada definido. En ese contexto, vamos a definir si participamos de la licitación para ampliar el sistema de transporte eléctrico. Necesitamos buscar un socio local que aporte el *management*. Con nuestro fondo aportaríamos capital.

El gobierno también anunció el lanzamiento de la Ronda 3 del programa RenovAr
—
Sí, se lanzará entre septiembre y octubre. De nuevo, vamos a analizar si surge la oportunidad de ser competitivos con los precios a los que salgan los próximos PPA (contratos de compra de energía). En los valores actuales (de las Rondas 2 y 2.5), es muy complicado lograr los retornos necesarios para los inversores, pero queremos estudiar los proyectos con detenimiento.

SHA-LE

Doris Capurro conoció a Miguel Galuccio por intermediación de su hermano Carlos, ex presidente de la Unión Industrial de Entre Ríos. «Un día Carlos me dice: 'Doris, ¿no te reunirías con mi hermano que vive en Londres y quiere entender el panorama político argentino?'. Al poco tiempo me encuentro con Miguel y me pregunta: 'Doris, ¿por qué acá no pasa nada con el *shale*?'. A lo que le respondo: '¿Cómo se escribe?'», rememora. *SHA-LE*.

¿Eso fue ya en el contexto de la estatización de YPF?
—
No. Fue dos o tres años antes. Cada vez que Miguel (por ese entonces todavía formaba parte de Schlumberger) venía a la Argentina, yo le explicaba del país y él me contaba de petróleo y gas. Fuimos construyendo una relación que seguimos por e-mail. Después, ya con la reestatización consumada y Miguel como CEO de YPF, le dije que lo ayudaba seis meses como consultora externa. «Te rearmo el posicionamiento y la imagen y te ayudo con el diseño del plan de los 100 días para definir hacia dónde vamos y cuál es la visión de la organización», le dije. Ahí definimos que tenía que ser una compañía profesional, que había que mantener la independencia enfocándonos en dar resultados a los accionistas privados, el ADN nuevo de YPF, en un momento en el que parecía que éramos lo peor del planeta. Cuando pasaron esos seis meses, le comenté que tenía una terna para elegir a un director de Comunicación y Asuntos Públicos. Y él me pidió que me quedara. Entonces dejé mis consultoras (Ibarómetro y Capurro & Asociados) en manos de los empleados y me volqué de lleno a YPF. Ahí tomé conciencia de la diferencia entre ser consultor y gestionador.

“
NO TENGO CLARO SI EL GOBIERNO ESTÁ HACIENDO TODO EL ESFUERZO QUE PODRÍA PARA TRAER LAS INVERSIONES NECESARIAS. SE REQUIERE UN ROL ACTIVO DEL ESTADO PARA QUE ESTO OCURRA.

“
CADA VEZ QUE MIGUEL (GALUCCIO) VENÍA A LA ARGENTINA, YO LE EXPLICABA DEL PAÍS Y ÉL ME CONTABA DE PETRÓLEO Y GAS.

¿Cómo te marcó tu paso por YPF?
—
Me marcó porque aprendí de energía, aprendí del mundo real, tangible. Hasta ese momento había vivido del mundo intangible, del mundo de las ideas, del de la comunicación. Me había posicionado desde el lugar de la creatividad, de las ideas que mueven los negocios. Por ejemplo, cuando creé «La Semana de la Dulzura» (una golosina por un beso) se empezaron a vender más golosinas, pero, concretamente, no tenía una relación directa con el *driver* del negocio. Lo veía desde la comunicación. YPF me dio vuelta la cabeza al poder ver la transformación real que aun desde la comunicación puede hacerse sobre la realidad. Para que las inversiones puedan llegar a buen término se requiere la comunicación. Vaca Muerta no hubiera sido posible si no la legitimábamos en las comunidades en las que operábamos, si no reanimábamos a los empleados de la compañía a volver a ponerla en un curso productivo.

EMPRESARIA Y MODELO PRODUCTIVO

Es uno de los principales activos de Doris Capurro. Su networking es tan amplio como versátil y hasta contradictorio, si se analiza linealmente. Fue una pieza importante en el funcionamiento de la YPF reestatizada por el kirchnerismo, pero 15 años antes había fundado con Mauricio Macri y Francisco De Narváez la fundación Creer y Crecer, uno de los semilleros de cuadros políticos que hoy integran la primera línea de Cambiemos. Un ejemplo paradigmático: el jefe de Gabinete, Marcos Peña, conoció a Mauricio Macri en esa fundación, donde empezó a trabajar como asistente de Doris.
Hoy, Capurro se siente más cómoda en el rol de empresaria. El mundo de la comunicación y el asesoramiento en elementos *soft* como la imagen y el posicionamiento ya no la convocan como antes.

Tu paso por YPF duró casi cinco años. Hoy te embanderás en el sector de las energías renovables. Y también asesoraste a políticos y funcionarios de distintas administraciones. Desde ese lugar, ¿cómo entendés la dicotomía que parece estar instalada por momentos en el país entre las renovables, por un lado, y los hidrocarburos, por el otro?
—
Definitivamente, las renovables son una revolución energética que se viene, y se viene mucho más rápido de lo que se cree, porque lo que falta para transformar realmente el paradigma energético es que la energía renovable sea almacenable. Este año estuve en Las Vegas, en el congreso solar más importante del planeta, y la mitad del encuentro tenía que ver con el almacenamiento, porque el sol no brilla de noche y el viento no sopla todo el tiempo. Cuando esto se produzca, se va a concretar la verdadera revolución de las energías limpias. Mientras tanto, vivimos del petróleo y el gas. Y la Argentina, con Vaca Muerta, tiene un recurso tan importante para la transición, que incluso podría contribuir a mejorar nuestra balanza comercial –uno de los grandes problemas de la Argentina de hoy–; si no ponemos el foco en esa capacidad de desarrollar los campos no convencionales de hidrocarburos, en especial de *tight* y *shale gas*, estaremos desaprovechando una oportunidad única.

¿Creés que el gobierno está haciendo todo para que eso suceda?
—
No tengo claro si el gobierno está haciendo todo el esfuerzo que podría para traer las inversiones necesarias. Creo que hay un impulso natural que se da en el mercado internacional con el aumento del precio del barril, que puede contribuir al despegue de Vaca Muerta. Pero se necesita un rol activo del Estado para que esto ocurra. La Argentina tiene una posibilidad energética impresionante. Pero debemos entender que no podemos ser primeros en todo. Te voy a dar un ejemplo, con una discusión que acabo de tener con Alfredo Cornejo (gobernador de Mendoza). La empresa provincial se adjudicó un proyecto bajo la órbita del RenovAr, ofreciendo un componente nacional del 85%. Estoy muy a favor del desarrollo nacional de la industria, a tal punto que desde YPF pusimos un programa para incentivar a toda la cadena de valor industrial. Ahora, de ahí a que podamos competir con los paneles que se producen en China o con los fabricantes de aerogeneradores, que son siete u ocho marcas en todo el mundo, es realmente complejo.

¿Cómo se puede avanzar en esa dirección?
—
Creo que el debate instalado en la política en torno a si el ajuste es más rápido o más gradual termina generando una falsa dicotomía. Lo que falta hoy en la Argentina es una mirada acerca de cuál es el proyecto productivo, sobre qué pilar vamos a reconstruir o construir y vamos a crecer económicamente. Ésa es la clave. Es la única forma en que podemos plantear cómo lograr un equilibrio fiscal, cómo vamos a mejorar la balanza comercial y generar más exportaciones. No pasa por ajuste rápido o lento. Falta establecer qué políticas activas vamos a implementar para ser competitivos en algunas áreas productivas de la Argentina. Yo no sé cuáles son, pero diría que la agroindustria sería una, dada nuestra fortaleza, y estoy segura de que la energía, el desarrollo de Vaca Muerta, es otra. El turismo puede ser una tercera y no sé si la industria automotriz. Es desesperante que se plantee ese debate en torno al gradualismo y el ajuste de shock. Es un debate falso. ×

Videla regresó a la Argentina para liderar la construcción de Fortín de Piedra.

<

PABLO VIDELA, DIRECTOR COMERCIAL DE *OIL & GAS* EN TECHINT

TODO EL MERCADO ESTÁ OBSERVANDO LO QUE HACEMOS EN FORTÍN DE PIEDRA

—

TECHINT INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN TRABAJA DESDE HACE UN AÑO EXHAUSTIVAMENTE EN EL DESARROLLO DE FORTÍN DE PIEDRA, EL MAYOR PROYECTO DE *SHALE GAS* EN VACA MUERTA. CON 3.500 PERSONAS EMPLEADAS EN FORMA DIRECTA, PABLO VIDELA DETALLA CÓMO CONSTRUIR UN YACIMIENTO PETROLERO EN TIEMPO RÉCORD: SOLAMENTE 14 MESES DE EJECUCIÓN.

AUNQUE HAYA VIVIDO casi dos décadas en el exterior, conocido culturas diversas y destinos exóticos en Medio Oriente, y su trayectoria profesional sea más internacional que local, Pablo Videla siente y se expresa como un argentino más. «Durante los 20 años que trabajé afuera, siempre fui con el mate a la oficina. Sólo me italianicé un poco cuando viví en Milán. Pero ahora volví para quedarme: ya tengo más de 50 y la familia no me deja irme más», admite riseuño el directivo de Techint.

Quilmeño de nacimiento y porteño por adopción, de lunes a viernes vive en Puerto Madero, mientras que los fines de semana se instala en su casa de City Bell. Y si tiene que tomar algún vuelo a Europa aprovecha para visitar a su hija mayor, que estudia en Madrid. Esas visitas duran un lapso acotado: así lo exigen sus responsabilidades como director comercial de *Oil & Gas* de Techint Ingeniería y Construcción.

La firma es una de las constructoras líderes de la región, con una facturación global de u$s 1.800 millones. Hoy se encuentra entre las 10 empresas más grandes de Latinoamérica. Exceptuando Venezuela por razones políticas, tiene presencia en todos los países de la región. «Abarcamos los sectores de infraestructura, minería, *Oil & Gas*, *Upstream*, *Midstream*, *Downstream*, generación hidroeléctrica, térmica, nuclear y siderurgia», enumera Videla, que recibió a *Revista TRAMA* en las oficinas del grupo a metros del Luna Park.

Hoy la organización del grupo Techint tiene su foco puesto en los recursos no convencionales de Vaca Muerta, donde está construyendo las instalaciones de infraestructura del yacimiento Fortín de Piedra, el mayor desarrollo de *shale gas* de la Argentina.

Con entusiasmo, el ejecutivo destaca el cumplimiento de la primera fase de tareas y la puesta en marcha en enero de 5 millones de metros cúbicos (m^3) diarios adicionales al EPF. «Estamos trabajando para poner en funcionamiento el primer tren MEG en la planta CPF para junio de este año. En realidad, vamos a tener los ductos de exportación para mayo, con el propósito de producir hasta 7 u 8 millones de m^3 por día que se colocarían al mercado sin pasar por el CPF. El segundo tren, de 5 millones, está previsto para fin de año. Lo que estamos haciendo, en función de las buenas noticias relevadas, es adelantar esa fecha de diciembre a octubre», anticipa.

Si bien admite que hay proyectos que son más complejos desde un punto de vista ingenieril, lo que le suma una complejidad extrema a Fortín es el modelo *fast-track*. «Un emprendimiento de éstos se hace normalmente en 24 meses. Pero aquí el objetivo fue fijado en 14. Y se está cumpliendo», resalta.

EJEMPLO DE SUPERACIÓN

Videla sabe perfectamente que en Vaca Muerta Techint viene llevando adelante un desafío que está siendo observado por el resto de las operadoras y el mercado. Con énfasis en la solidez y la creatividad del equipo que se desempeña en el proyecto, habla de la satisfacción que genera el método de trabajo inculcado a todos los mandos medios. «En Fortín hay 3.500 personas que todos los días saben lo que deben hacer. Tienen una planificación diaria, un orden de trabajo, lo cual requiere un enorme esfuerzo. Ésa es, justamente, una de las fortalezas de Techint como grupo: cuando nos proponemos algo, nos alineamos para hacerlo realidad», sentencia.

Fortín de Piedra, acota, es un claro ejemplo de autosuperación. «Estamos cumpliendo con el plazo que nosotros mismos nos fijamos, lo cual nos llena de orgullo», expresa.

Para armar el equipo *senior*, comenta, fue necesario traer personas de Perú, México, Brasil y Europa. «Tuvimos que organizarnos con el tren en marcha, por así decirlo, lo cual fue muy estresante en los primeros cuatro o cinco meses», revela.

Otro reto sumamente complejo tuvo que ver con la agenda sindical. «Esa variable llevó el 80% de mi tiempo durante los primeros meses, hasta que la estabilizamos. Actualmente fluye sin problema, no hay comparación con lo que pasaba el año pasado», resalta.

En materia laboral, recuerda que la idea original era tomar unas 2.000 personas de modo directo. «Hoy estamos en 3.500 en Techint Ingeniería y Construcción. Tecpetrol tendrá unos 1.200 empleados directos, más o menos, y de tres a cinco veces ese número en forma indirecta, incluyendo a empresas de servicios de todo tipo», cuantifica.

CONTENIDO LOCAL

La compañía intenta desarrollar proveedores en Neuquén y también los busca en el cordón industrial de Buenos Aires, Gran Buenos Aires y Rosario. De acuerdo con Videla, la cadena de valor a nivel de fabricantes en el mercado neuquino aún no está desarrollada. «Hay una cadena de valor de servicios, con empresas de ingeniería locales que pueden brindar diversas prestaciones (las cuales contratamos) y firmas de servicios ambientales (que también utilizamos). Pero está todo muy ligado al

+

Ciudadano del mundo

A lo largo de su trayectoria profesional, Videla estuvo viviendo casi nueve años en Medio Oriente, manejó el mercado de África, y pasó por una etapa europea y otra andina antes de volver a nuestro país. «Sólo me faltó México», puntualiza.

Con una hija estudiando en Madrid y otra empezando la secundaria en la Argentina, cree que no volvería a vivir en el exterior por un compromiso asumido a nivel familiar.

+
Fortín de Piedra
De lo previsto a lo concreto

14
meses, como plazo de obra en el proyecto

24
meses, como plazo de obra en proyectos similares

60
módulos que componen la iniciativa

2.000
previsión de empleados directos a contratar

3.500
empleados directos contratados

Techint opera el mayor proyecto de shale gas de Váca Muerta

> “MÁS PETROLERAS INDEPENDIENTES INCREMENTARÍAN LA CURVA DE PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO CONVENCIONAL. LLEVAMOS ESTA VISIÓN AL MINISTERIO DE ENERGÍA.

servicio petrolero, y no tanto –por un tema de competencia– a la producción industrial», describe. Lo primero que hizo Videla fue diseñar una agenda con posibles proveedores de módulos y distintos insumos. «Lo fui a ver a Adrián Mascheroni de AESA, que nos hizo 10 módulos más el *slack catcher*. Junto con su gente nos miraba como diciendo: ‘ustedes están locos’. ‘¿De verdad querés poner esto para diciembre? No existen esos plazos’, me dijo. Para lograrlo fue muy importante el acompañamiento de las Pequeñas y Medianas Empresas (Pymes)», remarca.

Una de las virtudes más importantes de la iniciativa, a su entender, estriba en que un 90% de las provisiones son de contenido local: «No salimos a comprar ni a China, ni a Corea, ni a Estados Unidos, sólo trajimos algunas cosas que por plazo o por especificación técnica no podían hacerse acá. Otros desarrolladores y operadores van a comprar afuera. Nosotros decidimos seguir potenciando este tema, y ayudando y desarrollando al medio local. Sabemos que, de no hacerlo, cuando tengamos excedente de gas y sustituyamos importaciones no podremos exportar, porque en el mundo va a haber ofertas más baratas y competitivas», afirma.

AGENDA A ABORDAR

Videla tiene claro que Techint dio el primer paso importante con el desarrollo de gas en Fortín de Piedra, pero que hay otras operadoras que también prevén avanzar en Vaca Muerta. «Se viene una agenda crucial, que es la agenda del *midstream*. Hay varias empresas con proyectos en carpeta: Pluspetrol, Pampa Energía. En un tiempo vendrá el desafío de cómo evacuar el gas que produzcamos. Y ya hay que preguntarse qué vamos a hacer», advierte.

Abordar esa agenda tiene vital relevancia para el desarrollo a gran escala de Vaca Muerta. «Hay que ver cómo solucionamos los cuellos de botella del *midstream*. Existe, me parece, una agenda conjunta de temas a resolver que todavía nadie está liderando», cuestiona.

Habrá que ponerse de acuerdo, sostiene, para estar a tono con la envergadura que adquirirá el *play* no convencional neuquino. «El gran punto es cuán cierto y a qué velocidad van a terminar yendo cada uno de los proyectos en marcha. Lo que veo en lo inmediato es que hay una agenda que debe seguir discutiéndose. Hacia fin de 2019, ésta debería estar instalada», insiste.

SENDERO CORRECTO

Si bien los cambios registrados no han sido tan marcados, el director de *Oil & Gas* de Techint Ingeniería y Construcción considera que –en comparación con años anteriores– la actividad general aumentó de la mano de más proyectos en cartera y estructuración. «Hacía mucho tiempo que Techint no estaba en infraestructura. Con la administración anterior nos retiramos prácticamente del sector público en la Argentina. Hoy

“
NUESTRO FOCO ESTÁ EN ÁREAS DE LA CUENCA NEUQUINA, LA CUYANA, LA AUSTRAL Y LA DEL GOLFO, QUE TIENE ABUNDANTES HORIZONTES PETROLEROS DE OPTIMIZACIÓN.

tenemos la clara intención de recuperar presencia en ese segmento», subraya.
Desde su óptica, el Gobierno ha hecho un esfuerzo valedero cuando fijó, con la Resolución 46/2017 del Ministerio de Energía, un sendero de precios para el desarrollo de gas natural. «La administración estuvo muy bien. Obviamente apuesta a una matriz energética diversificada con fuentes renovables, aunque creo que tiene una apreciación incorrecta sobre su competitividad. Esas energías son más caras, lo hemos dicho muchas veces», advierte.
El gas natural, agrega, sigue siendo la fuente energética más barata. «Desde la compañía hemos hecho bien los números, por lo que sabemos de lo que hablamos, y como nación tenemos gas en abundancia. Siempre mencionamos que Vaca Muerta no es Fortín de Piedra, sino un verdadero proyecto de país. Creo que definitivamente puede haber gas barato para la industria», ratifica.
Además de ponderar el ambicioso plan de infraestructura del Gobierno, vislumbra grandes oportunidades mineras y un clima favorable para los inversores, con reglas claras y previsibles.
«Hay mayor vitalidad y dinamismo en el sector, pero obviamente siempre surge el desafío de que los proyectos se concreten. En general, muchas iniciativas tienden a retrasarse, lo que complica la agenda de la cartera, la agenda de recursos. Eso nos impacta siempre. El atraso de los proyectos nos genera preocupación. Pero están pasando cosas y, aunque sea de manera moderada, se está avanzando», resume.

INNOVACIÓN MODULAR

Ideada como una propuesta *fast-track*, Videla explica que la planta de Fortín de Piedra debió ser diseñada con un esquema totalmente modular para reducir tiempos y costos (en casi un 25%). Si bien es un formato que ya había sido puesto en práctica, se trató de una de las primeras plantas con casi toda su línea de proceso modularizada. «Son 60 módulos que van montados sobre un camión. Llegan a la fundación, ni siquiera se estiban, se bajan directamente sobre ella y después se interconectan. Todo mediante un desarrollo de ingeniería interno», apunta.
Con respecto a los métodos y procesos, señala que el montaje mecánico fue sumamente novedoso y que también se innovó en términos eléctricos. «Siempre tratamos de usar lo último que el mercado ofrece a nivel tecnológico y de equipamiento», añade.
Tecpetrol, brazo petrolero de Techint, se apresta a armar su propia planta de arena, para lo cual debió adoptar tecnología, viajar a Estados Unidos, poner gente a trabajar y hacer una ingeniería conceptual. «Antes todas las arenas resinadas se traían de afuera», compara. ×

—
La terminal de LNG que construyó Techint en Dunkerque.

+
Visión regional

Videla ve actualmente oportunidades en Chile, Perú y Brasil, donde augura una reactivación en los sectores de *Oil & Gas* y minería. «La Argentina y México son dos mercados clave para Tenaris y Ternium», complementa.
De hecho, asegura que la Argentina hoy es el país más relevante de la región en términos de facturación. «Esto no siempre fue así. Otras veces el baricentro fue Brasil, que presenta un volumen tan grande que puede elevar la facturación rápidamente. México, que también es cíclico, es otro mercado enorme», precisa.

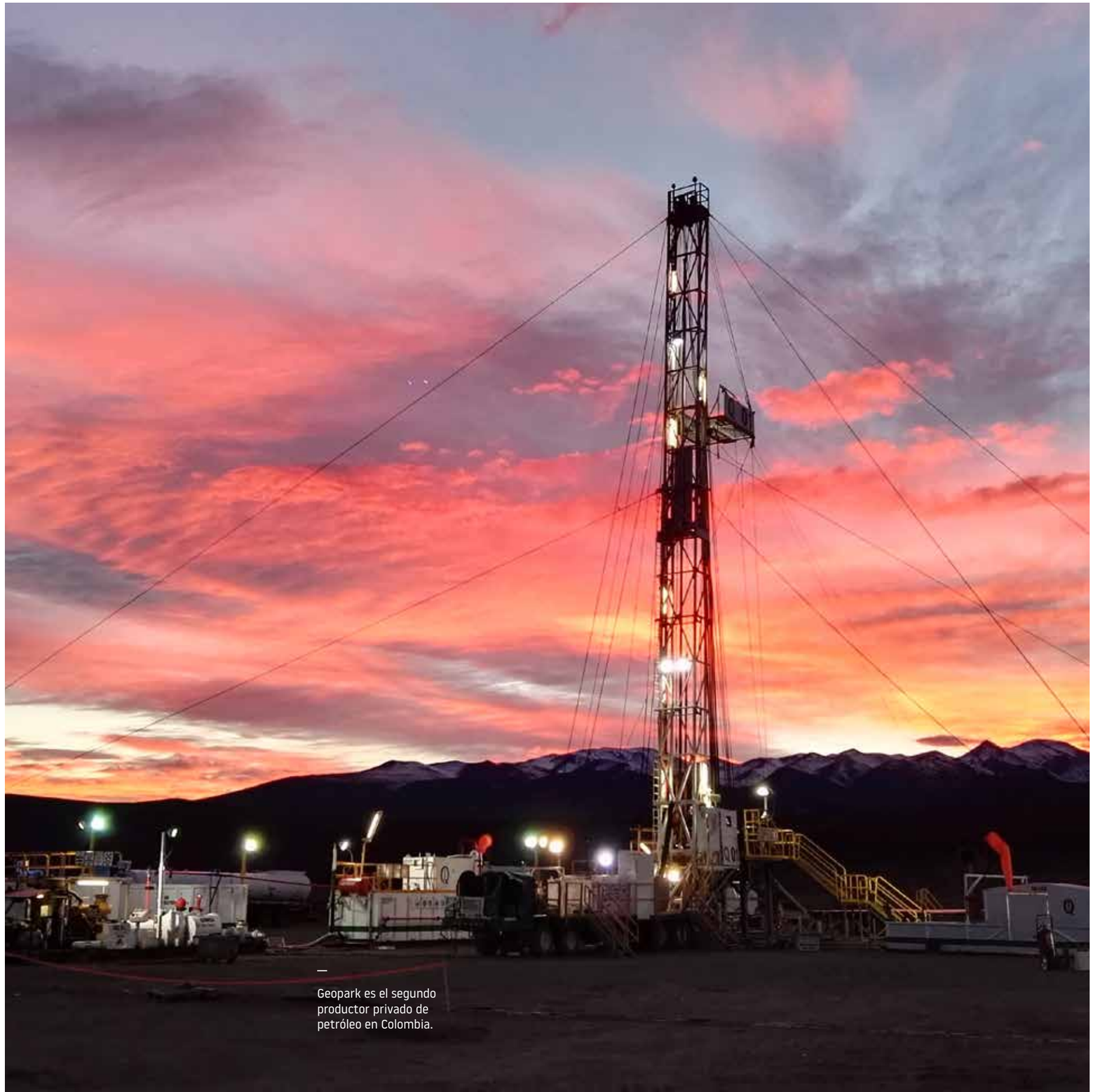
ALBERTO MATAMOROS, DIRECTOR DE GEOPARK

EL GOBIERNO DEBERÍA ALENTAR A LAS *MAJORS* A DESPRENDERSE DE ACTIVOS NO ESTRATÉGICOS

—

CON LOS BLOQUES ADQUIRIDOS ESTE AÑO A PLUSPETROL, GEOPARK ASPIRA A INCREMENTAR SU PRODUCCIÓN EN LA ARGENTINA. SEGÚN SU DIRECTOR, ALBERTO MATAMOROS, HACEN FALTA SEÑALES DEL ESTADO PARA QUE LAS *MAJORS* SE DESPRENDAN DE YACIMIENTOS SECUNDARIOS DONDE FIRMAS INDEPENDIENTES PODRÍAN INCORPORAR VALOR.

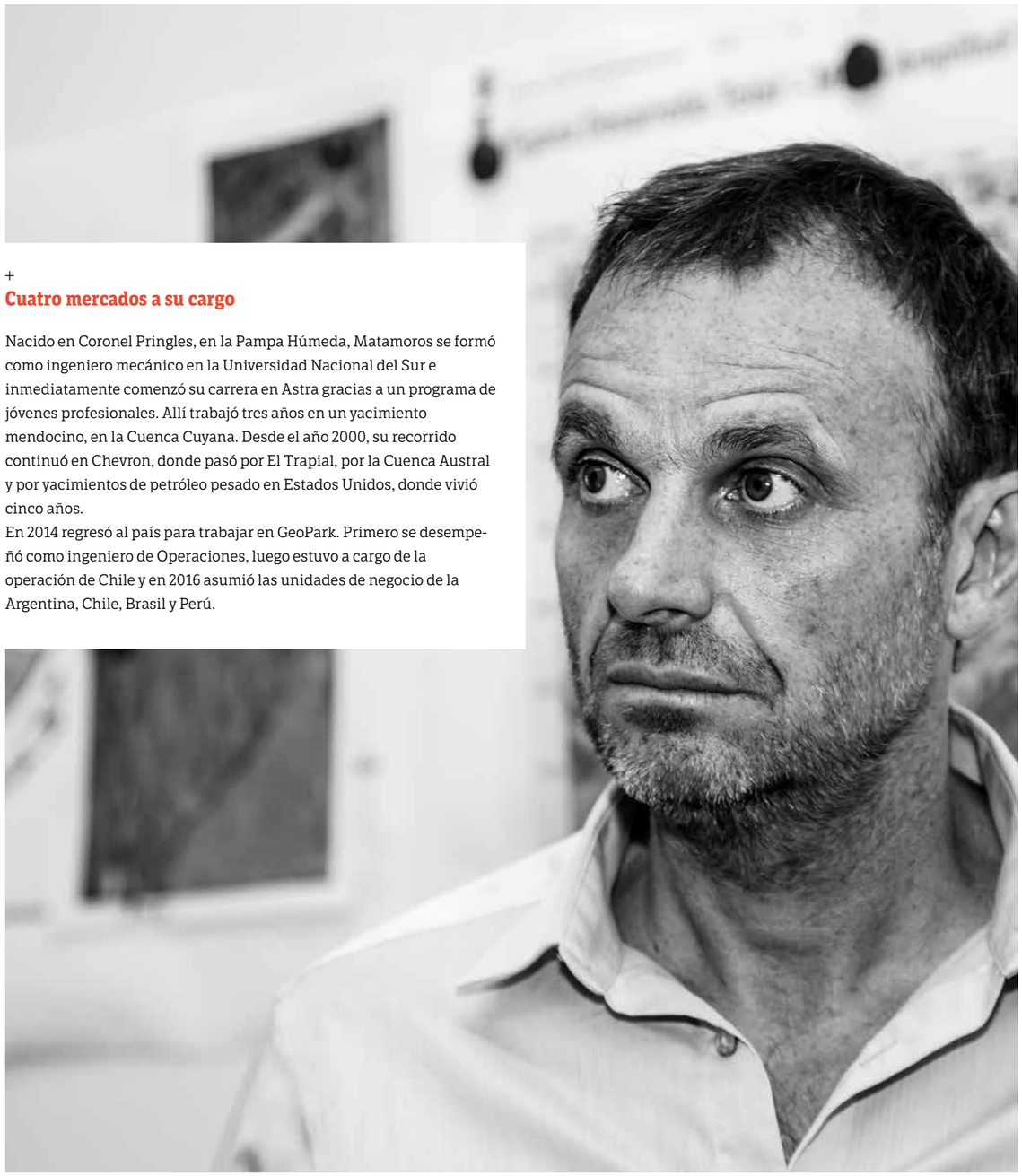
Por Nicolás Gandini



—

Geopark es el segundo productor privado de petróleo en Colombia.

Alberto Matamoros.



+

Cuatro mercados a su cargo

Nacido en Coronel Pringles, en la Pampa Húmeda, Matamoros se formó como ingeniero mecánico en la Universidad Nacional del Sur e inmediatamente comenzó su carrera en Astra gracias a un programa de jóvenes profesionales. Allí trabajó tres años en un yacimiento mendocino, en la Cuenca Cuyana. Desde el año 2000, su recorrido continuó en Chevron, donde pasó por El Trapial, por la Cuenca Austral y por yacimientos de petróleo pesado en Estados Unidos, donde vivió cinco años.
En 2014 regresó al país para trabajar en GeoPark. Primero se desempeñó como ingeniero de Operaciones, luego estuvo a cargo de la operación de Chile y en 2016 asumió las unidades de negocio de la Argentina, Chile, Brasil y Perú.

LA HISTORIA DE GEOPARK seguramente no es tan holgada como la del hermoso edificio –un pétit hotel de ocho pisos que perteneció a la familia Zuloaga, construido a fines del siglo XIX– donde funciona su sede en Buenos Aires, a escasos metros de la plaza San Martín en Retiro. Sin embargo, la suya guarda también ribetes que merecen ser contados.
La esencia de esta petrolera independiente listada en la Bolsa de Nueva York se explica, en buena parte, por la continuidad del equipo de profesionales formados en Petrolera San Jorge. Cuando esa compañía pasó a manos de Chevron, en septiembre de 1999, los ejecutivos argentinos que integraban el área de *G&G* de San Jorge se reinsertaron en GeoPark, una petrolera fundada en 2001 que hoy produce 60.000 barriles diarios de petróleo desde cinco países. Si esa oferta se concentrara en la Argentina, la operadora se posicionaría como la tercera petrolera del país, sólo por detrás de YPF y Pan American Energy (PAE).
El proceso de crecimiento de GeoPark podría definirse como de afuera hacia adentro. La empresa estableció primero operaciones en el exterior –es el segundo productor privado de Colombia, donde extrae cerca de 50.000 barriles diarios de crudo, y explota gas en Chile– y ahora, ya desde una plataforma consolidada, aspira a incrementar su presencia en la Argentina.
GeoPark está transitando un proceso de *take-over* de tres bloques adquiridos a Pluspetrol en la Cuenca Neuquina, a la vez que está explorando otro campo en el mismo *play* asociado con Wintershall. Es parte de la estrategia para fortalecer su presencia en toda Latinoamérica.
Alberto Matamoros, director de las unidades de negocio de la Argentina, Brasil, Chile y Perú, anticipó, en esa línea, que uno de los objetivos principales es ingresar a México y que la empresa participará de una ronda de inversiones de Petrobras en Brasil (a priori, en bloques *onshore*). «La región es la de mayor potencial hidrocarburífero después de Medio Oriente. Carece de conflictos bélicos y cuenta con un *know-how* adecuado gracias a muy buenas universidades, formación y profesionales. Además, al haber sido una zona dominada desde sus inicios por las *majors* o las empresas nacionales, ahora es un terreno fértil para las petroleras independientes», resume el directivo en diálogo con *Revista TRAMA*.
Aficionado a la fotografía desde hace más de 30 años, Matamoros se sumerje en una breve charla técnica con la fotógrafa sobre iluminación y encuadre e inmediatamente retoma los objetivos de GeoPark para este año. De los casi 60.000 bep que produce, entre 33.000 y 34.000 son exclusivamente de su propiedad. «Para 2018, la organización proyectó un aumento productivo de entre el 15% y el 20%, aunque la incorporación de nuevos bloques en la Cuenca Neuquina y la suba del precio del crudo podrían motivar una corrección hacia arriba de esa estimación», se ilusiona.

¿Qué representa para la compañía el mercado argentino?
—
Recientemente fortalecimos nuestra presencia aquí con la obtención de tres bloques en la Cuenca Neuquina, que ofrecen un *upside* de desarrollo y otro exploratorio con conceptos de producción de *tight gas*. En unas semanas haremos el *closing* y empezaremos a operar. En el último año dimos énfasis a las tareas de búsqueda. Es posible que en el corto o mediano plazo el desarrollo de estos activos posicione a la Argentina en el segundo lugar de la cartera de GeoPark, detrás de Colombia.
Hoy los bloques producen casi 3.000 barriles diarios, un 10% de los más de 30.000 netos de la empresa, y ofrecen mucho potencial, ya que no habían recibido inversiones significativas en desarrollo. La actividad de *pulling* para mantener la producción básica fue exigua, dado que Pluspetrol tenía otros objetivos. Para nosotros, en cambio, es prioritario trabajar desde la optimización de la producción base como también por los *upsides* mencionados, que son las características que rastreamos.

¿En qué consisten los nuevos conceptos exploratorios y cuál es el rol del equipo técnico?
—
Realizamos operaciones similares a las de las petroleras canadienses que levantaron entre 2004 y 2007 la escasa producción de activos en Perú y Colombia a través de la aplicación de nuevas ideas. Nuestro equipo técnico, de *G&G*, fue autor del hallazgo de más de 800 millones de barriles y del descubrimiento de El Trapial, uno de los yacimientos más grandes del país. Su pericia se refleja en los resultados.
En Chile, la producción del bloque Fell, prácticamente abandonada por ENAP, creció de 0 a 8.000 barriles a partir del uso de las nuevas ideas técnicas. En Colombia, en tanto, la perforación cercana al pozo original permitió un aumento de 0 a 55.000 ó 60.000. Si se excluye a Ecopetrol, que domina el mercado con 500.000 barriles sobre los 800.000 nacionales, GeoPark es el segundo operador privado.

> “MÁS PETROLERAS INDEPENDIENTES INCREMENTARÍAN LA CURVA DE PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO CONVENCIONAL. LLEVAMOS ESTA VISIÓN AL MINISTERIO DE ENERGÍA.

“ NUESTRO FOCO ESTÁ EN ÁREAS DE LA CUENCA NEUQUINA, LA CUYANA, LA AUSTRAL Y LA DEL GOLFO, QUE TIENE ABUNDANTES HORIZONTES PETROLEROS DE OPTIMIZACIÓN.

En la Argentina, hallamos en agosto pasado una reserva de 300 barriles diarios API 28 en el bloque exploratorio CN-V de la Cuenca Neuquina. Mientras atravesamos la etapa de evaluación del campo, junto con Wintershall se está delineando un plan de exploración y desarrollo para lo ya descubierto.

¿Definieron un plan de trabajo para los tres bloques que compraron a Pluspetrol?

—

Hay uno a priori, conceptual, elaborado al momento de evaluar el activo para comprarlo. Estamos en el proceso de *take-over*, reuniendo información complementaria para detallarlo. Dentro de 8 o 10 meses tendremos uno para desarrollo, mientras que la fase exploratoria demandará toda esta temporada. Por otro lado, cuando el precio del petróleo aumenta, como sucede ahora, adecuamos el plan operativo a la flamante situación del mercado. Una de las ventajas de GeoPark es la flexibilidad, que se traslada a la planificación.

¿Cuál es el mayor atractivo del mercado local?

—

Todo el *headquarter* técnico, de *G&G*, está en Buenos Aires. Hubo mucho movimiento con operaciones de fusiones y adquisiciones o de venta de activos desde los u$s 40 millones hasta los u$s 1.000 millones.
GeoPark posee mucho *know-how* para aportar y ya demostró, fruto de las crisis, adaptación a los cambios y capacidad para valorizar yacimientos que no son parte del *core business* de las *majors*, como ocurre con los activos de Pluspetrol. Si se extrapola ese ejercicio a YPF u otras empresas grandes, podemos contribuir significativamente con el crecimiento energético nacional.

¿A qué cuencas argentinas apuntan?

—

Nuestro foco está en áreas de la Neuquina, la Cuyana, la Austral y la del Golfo, que tiene abundantes horizontes petroleros de optimización a través de los *work-over*, las recuperaciones secundarias, y sobre la cual parte de nuestro equipo cuenta con experiencia.
Otro grupo también operó con Chevron en la Cuenca Austral-Magallanes, pero no trabajamos allí, sino en los reservorios Springhill y Tobífera del lado chileno, donde estamos evaluando el potencial no convencional en *tight gas*. En la Argentina priorizamos la Neuquina y el Golfo San Jorge.

¿Qué desafíos afronta el gobierno para potenciar el ingreso de petroleras independientes al *Upstream*?

—

Es prioritario que aliente a las *majors* a desprenderse de activos donde no tienen interés o que no forman parte del *core* de su negocio. Sería positivo no sólo para las compañías independientes, sino también para el desarrollo energético del país. Más empresas como GeoPark incrementarían la curva de producción del petróleo convencional. Llevamos esta visión al Ministerio de Energía, aunque no de forma directa. Si bien nuestro foco es el crudo convencional, también tenemos el *know-how* para trabajar en no convencional, dado que quienes forman parte de GeoPark ya han participado en *shale* en Estados Unidos y en la Argentina.

¿Evalúan activos como Vaca Muerta u otras formaciones de rocas generadoras de hidrocarburos?

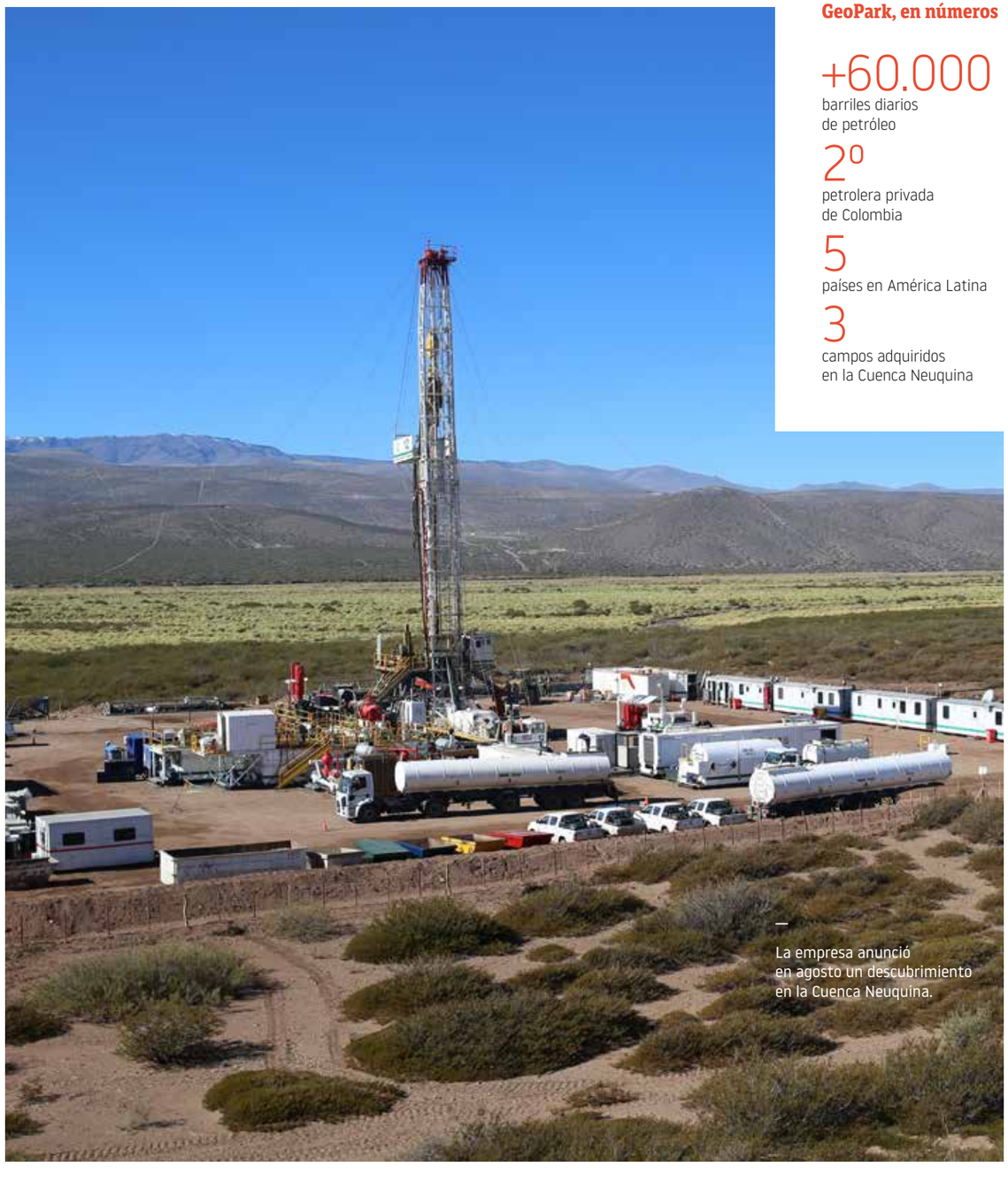
—

Esas inversiones son de otra escala, por lo cual encarar el proyecto de manera aislada no es una opción. Sin embargo, con un socio de mayor tamaño podemos contribuir técnica y operativamente en función de nuestro conocimiento del reservorio.

¿Cómo se ubica la Argentina en el mapa de la licencia social?

—

Cada país es muy diferente. En Chile no hay un problema social, es estable macroeconómicamente, las regalías son bajas (un 3% para el gas y un 5% para el petróleo) y las tasas son pequeñas (menos del 20%). Sin embargo, no se regula el elemento de superficiarios, por lo cual se debe negociar directamente con el dueño del campo para perforar un pozo o armar una planta.
Colombia es el caso opuesto: la tasa es del 40%, las regalías arrancan en un 9% y el transporte es caro. Allí nuestro proyecto soporta esos precios y es rentable a partir de los u$s 25.
En el medio hay grises. La Argentina no está mal: las regalías son del 15% (dependiendo del lugar), la estructura del impuesto a las ganancias permite deducciones para que sea bajo, el transporte es barato y el elemento superficiario está regulado.
En Perú las regalías son muy competitivas, el impuesto a las ganancias es alto, hay problemas sociales con los pueblos originarios y se añade la dificultad de operar en la selva.
El valor agregado de GeoPark es su plataforma en cinco países (a la que se puede sumar México en breve), con equipos montados en cada lugar y



—

La empresa anunció en agosto un descubrimiento en la Cuenca Neuquina.

+

GeoPark, en números

+60.000
barriles diarios de petróleo

2º
petrolera privada de Colombia

5
países en América Latina

3
campos adquiridos en la Cuenca Neuquina

EN >

+
Made in Argentina

El equipo técnico de GeoPark acumula más de tres décadas de trabajo conjunto. Más allá de la incorporación de profesionales de otras compañías, mantiene el núcleo que se formó en YPF. Su principal descubrimiento, El Trapial, se produjo mientras trabajaban en Petrolera San Jorge. Cuando Chevron la compró, recalaron en la compañía estadounidense.
El CEO James Park se propuso reunirlos nuevamente en GeoPark y lo logró. Algunos de los referentes son Salvador Miniti, Carlos Gulisano –miembro del *Board*–, Carlos Gurul, Guillermo Rossi y Mario Vila.
Hoy el equipo de Geociencia cuenta con al menos 20 geólogos que pasaron por San Jorge, quienes se especializan desde la petrofísica hasta la interpretación de ensayo.

expertise en las distintas problemáticas técnicas, sociales y gubernamentales.

¿Qué comportamiento del valor del crudo esperan para este año?
—
Somos conservadores para pronosticar precios. No armamos alocadamente un plan de trabajo con la hipótesis del WTI a u$s 70. Lo interesante del porfolio de GeoPark es su diversificación en regiones, *timelines* y riesgos, con partes en petróleo y en gas, con activos más resilientes que dan frutos a partir de los u$s 20 ó u$s 25 y otros que dan rendimientos más atractivos desde los u$s 40.
El actual incremento del valor enciende otros activos que se suman a la base, ya que la disponibilidad de la infraestructura y los equipos permite reactivar los pozos automáticamente.

¿Se mantendrá la meta de producción total de 55.000 a 60.000 barriles o puede aumentar?
—
El plan presentado a la Bolsa y a los accionistas refería a un aumento del 15% al 20% en 2018, con una inversión de entre u$s 100 millones y u$s 110 millones. Sobre la base del pequeño incremento del crudo, probablemente se ajuste al alza. Además, en el momento de la presentación no estaba cerrado el activo de la Argentina.

¿Cuál es la política de la firma en cuanto a la incorporación de socios?
—
Continuamente evaluamos la incorporación de socios estratégicos, siempre que nosotros seamos los operadores y ellos compartan los mismos valores y filosofía de trabajo. Nos hemos asociado con la empresa LG y con el IFC del Banco Mundial. En Brasil exploramos alianzas para ir a las rondas de desinversión de los bloques de Petrobras. En Colombia, nuestro socio operatorio en los Llanos es Parex, que se conforma de la porción más exploratoria de PetroAndina tras su escisión. Y en Perú hacemos lo mismo para el Morona. ×

LOCKWOOD
COMMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS

26 años acompañando el desarrollo del petróleo y del gas

La empresa de *Well Control Services* en la Argentina

Blowout Control con equipamiento propio.
Firefighting con Motobombas de 4500 GPM a 150 psi.
Freezing Services.
Crimpeado de tubulares.
Asesoramiento y consultas.
Blowout Committee.
Safe Well, *the Blowout Prevention Program*:
- Planes de contingencias para *Blowouts* – BOCP,
- Inspecciones de equipos y pozos,
- Auditorias de los roles de contingencias por surgencia de equipos en pozos,
- **Capacitación y formación profesional:**
  - Cursos técnico operativos,
  - Curso para *First Responders to Blowouts & Well Fires,*
  - Cursos de *Well Control* de Perforación y WO bajo certificación WellCAP y WellSHARP de la IADC.

Servicios especiales para bocas de pozos:
- Reconstrucción de bocas de pozos,
- Sellado de pérdidas en superficie y subsuperficie con productos SEAL-TITE,
- *Hot Tapping* de alta presión,
- *Gate Valve Drilling*,
- *BPV Milling*,
- Cortes de cañerías,
- Torque,
- Pruebas hidráulicas.

IADC
IWCF International Well Control Forum
Seal-Tite International Advanced Sealant Technology

H_2S Safety Services, con equipamiento e instrumentos de vanguardia
- Supervisión de trabajos con H_2S y CH_4,
- Mantenimiento de equipos de respiración,
- Alquiler de instrumentos y equipos de respiración,
- Capacitación y formación profesional
  - Cursos de habilitación para trabajar en H_2S en pozos,
  - Cursos de habilitación para trabajar en espacios confinados.

DNV Desde Mayo 2006 ISO 9001:2008 ISO 14001:2004 OHSAS 18001:2007

Av. Ing. Luis A. Huergo 2914 / PIN Oeste / Q8302SJR Neuquén / Patagonia / Argentina
Tel: +54-0299-4413782 / 4413785 Fax: +54-0299-4413832 Mobile: +54-0299-155-800459
secretaria@lockwood.com.ar *www.lockwood.com.ar*

ANÁLISIS Y TENDENCIAS

LOS DESAFÍOS DE LA TRANSICIÓN PETROLERA HACIA VACA MUERTA

MIGUEL GUTIÉRREZ (YPF), TEÓFILO LACROZE (SHELL) Y GUSTAVO ALBRECHT (WINTERSHALL) ANALIZARON LOS DESAFÍOS QUE ENFRENTA LA INDUSTRIA PETROLERA PARA MATERIALIZAR LAS OPORTUNIDADES QUE OFRECE EL *UPSTREAM*, FUNDAMENTALMENTE EN EL ÁREA DE GAS Y EN LOS CAMPOS DE VACA MUERTA.

“

Miguel Gutiérrez, de YPF

EL PRINCIPAL DESAFÍO QUE TENEMOS COMO INDUSTRIA ES FINALIZAR LA ADECUACIÓN QUE VINIMOS HACIENDO PARA PODER SER EFICIENTES EN UN MERCADO CON NUEVAS REGLAS DE JUEGO.

LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA en la Argentina está atravesando un período de transición, donde conviven diagnósticos disímiles y múltiples desafíos que todavía no permiten proyectar el futuro con nitidez. La reconfiguración demandará tiempo. En el proceso actual coexisten la expectativa y el optimismo que despierta Vaca Muerta con la necesidad de reducir los costos de desarrollo, así como también el potencial del gas en el mercado regional con la falta de infraestructura para evacuar esa producción, entre otras situaciones encontradas.

Los interrogantes, por lo tanto, siguen dominando la escena. *Revista TRAMA* retomó la visión de tres líderes de la industria –Miguel Ángel Gutiérrez, presidente de YPF, el principal jugador del mercado de *Oil & Gas*; Teófilo Lacroze, titular de Shell Argentina, segundo en el ranking de refinadoras; y Gustavo Albrecht, director general de la alemana Wintershall, uno de los mayores productores del gas del país– para adentrarse en ese contexto aún incierto.

«El principal desafío que tenemos como industria es finalizar la adecuación que vinimos realizando para poder ser eficientes en un mercado con nuevas reglas de juego», fue la apertura de Gutiérrez. El *chairman* de la petrolera controlada por el Estado sabe que aún tiene pendiente realizar un ajuste en cuanto a la cantidad de personal empleado en sus yacimientos. En esa clave, en los próximos meses llevará adelante una readecuación en sus campos maduros de petróleo en Neuquén y Santa Cruz para terminar de adaptar su negocio a un barril que parece oscilar entre los u$s 65 y los u$s 70.

«En los últimos años tuvimos que convivir con la baja del precio internacional del crudo y, a nivel local, se tomaron una serie de medidas que reconfiguraron el mercado energético. La salida del barril criollo y la plena vigencia de los precios internacionales en la economía local, y la apertura y competencia en el mercado de la venta de combustibles son dos ejemplos claros de esta nueva realidad», se explaya el ejecutivo.

La búsqueda de eficiencia operativa es también uno de los *drivers* para dinamizar la inversión en Vaca Muerta. Lacroze pone el acento en esa cuestión. Shell está participando de seis proyectos pilotos en campos no convencionales en la Cuenca Neuquina. Para avanzar hacia una etapa de desarrollo, precisa recortar el costo de perforación y completación de pozos.

«Debemos reducir los tiempos improductivos en la actividad, que son un factor central a la hora de pensar en los costos del sector», precisa el presidente de Shell Argentina, que está inmersa en un proceso de revisión estratégica de activos que

“

Teófilo Lacroze, de Shell

SI SE DAN CIERTOS RESULTADOS QUE ESPERAMOS, EN LOS PRÓXIMOS MESES PODRÍAMOS TOMAR LA DECISIÓN DE IR A DESARROLLO MASIVO DE ALGUNOS DE LOS BLOQUES QUE OPERAMOS EN VACA MUERTA.

podría desembocar en el corto plazo en la venta de su refinería y red de estaciones de servicio a la brasileña Raizen.
Gutiérrrez refuerza el punto. «Hoy, tenemos que seguir mirando todas nuestras áreas operativas y buscar las eficiencias necesarias para ser competitivos y, si no, ver cuáles son las nuevas cosas que se pueden hacer para dar sustentabilidad a nuestras operaciones».
Albrecht advierte que aún es necesario avanzar más en la reducción del costo laboral. «La firma de la adenda al convenio colectivo de trabajo (de Neuquén, que se aplica para los campos no convencionales) fue un buen comienzo, pero se debe seguir profundizando en este tema de forma de lograr índices de productividad similares a los de Estados Unidos», propone.

TRANSICIÓN

Tras una década de intervencionismo estatal durante los gobiernos kirchneristas, la administración de Mauricio Macri busca restaurar el cumplimiento de los marcos regulatorios de la industria. «El principal desafío es operar en un proceso de transición a un sector más ordenado con una menor intervención del gobierno y más reglas de mercado. Esto implica un reajuste permanente y la necesidad de adaptarnos a este nuevo esquema. Es un desafío con recompensa», se ilusiona el director de Wintershall, que tiene en carpeta un importante proyecto *offshore* de gas en la Cuenca Austral denominado Fénix.
Los tres ejecutivos confían en poder incrementar el nivel de inversión en el *upstream* de gas en los próximos años, fundamentalmente a partir del desarrollo de los *plays* no convencionales de Neuquén. «Hemos avanzado mucho en el proceso de adecuación. El año 2017 fue muy bueno para YPF. Con sólidos resultados financieros, que profundizaron el proceso de desendeudamiento de la compañía y consolidaron operaciones sustentables en el marco de una matriz energética cada vez más diversificada. Este año, vamos a seguir liderando el desarrollo del no convencional con el lanzamiento de 15 pilotos, con una inversión estimada en u$s 1.100 millones», detalla Gutiérrez.
Lacroze añade que, hasta 2020, Shell tiene un plan de inversiones en el país por u$s 1.200 millones para los negocios de *upstream* y *downstream*, es decir, unos u$s 300 millones por año, mayormente abocados al desarrollo de campos no convencionales. «Si se dan ciertos resultados que esperamos y la actividad resuelve alguno de sus desafíos, en los próximos meses podríamos tomar la decisión de ir a desarrollo masivo de algunos de los bloques que

EL GAS

52%

DE LA MATRIZ ENERGÉTICA ARGENTINA. Y PODRÍA INCREMENTARSE EN UN MERCADO NACIONAL QUE CUENTA CON GRAN POSIBILIDAD DE DESARROLLO.

^

Shell evalúa lanzar un desarrollo de *black oil* en Vaca Muerta.

“

Gustavo Albrecht, de Wintershall.

CONFIAMOS EN QUE LA POLÍTICA DE TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO COMENZADA POR ESTA ADMINISTRACIÓN, DÁNDOLE MAYOR PREVISIBILIDAD Y MÁS REGLAS DE MERCADO, CONTINUARÁ PROFUNDIZÁNDOSE.

operamos en Vaca Muerta, ubicados en la ventana de petróleo (*black oil*)», destaca el ejecutivo. Shell cuenta con un desarrollo de *shale oil* en las áreas Sierras Blancas, Águila Mora y Cruz de Morena, donde ya construyó una planta de producción temprana de petróleo (*early production facilities*). Albrecht, por su parte, comenta que «las oportunidades que estamos viendo en el mediano plazo se refieren al desarrollo de áreas convencionales y de Vaca Muerta y en seguir creciendo como operadores en el país». El ejecutivo se muestra optimista de cara al rumbo de la gestión del Ministerio de Energía, que dirige Juan José Aranguren. «Confiamos en que la política de transformación del sector energético comenzada por esta administración, dándole mayor previsibilidad y más reglas de mercado, continuará profundizándose y consolidará las señales que como inversores necesitamos para seguir adelante con nuestros planes», resalta.

INFRAESTRUCTURA

La expectativa a futuro tiene su epicentro en el desarrollo del gas, que representa un 52% de la matriz energética argentina. Representantes del sector privado y especialistas no dudan a la hora de afirmar que el país podría incrementar de forma significativa su producción del fluido, que hoy ronda los 123 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/d) de gas, según datos del IAPG.

«El mercado energético en el país presenta enormes posibilidades de desarrollo. Pero si tengo destacar algo, es la potencialidad de crecimiento que veo en el mercado de gas, que vendría por las inversiones en campos no convencionales especialmente, en donde estamos obteniendo muy buenos resultados», coincide Gutiérrez.

La ampliación de la infraestructura para evacuar esa producción a futuro ocupará un lugar excluyente en esa agenda. «Tenemos que ser capaces de acompañar el crecimiento de la extracción de gas con la infraestructura necesaria para su transporte y sumarle valor mediante su industrialización», advierte el presidente de YPF.

YPF inauguró la central térmica Loma Campana, emplazada en el yaciminiento homónimo en Neuquén, con una capacidad de generación de 200 Mw. «Éste es un ejemplo de la industrialización a la que nos referimos, ya que todo el gas para su alimentación proviene del yacimiento Loma Campana. Definitivamente, en el mediano plazo, el gas va a jugar un rol central como energía de transición y hay que avanzar en estrategias de monetización del gas: petroquímica, electricidad, integración regional que nos permita exportar», afirma Gutiérrez. ×

GESTIÓN AMBIENTAL RI-14000-754 IRAM-ISO 14001:2005
GESTIÓN DE LA CALIDAD RI-9000-6480 IRAM-ISO 9001:2008
GESTIÓN S&SO RI-18000-581 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

Diego Garzón Duarte
y Mauricio Russo.

<

OILSTONE

LA ERA DE LA MADUREZ

LA PETROLERA INDEPENDIENTE EVALÚA LANZAR UNA OFERTA PÚBLICA PARA *FONDEAR* SU PLAN DE INVERSIONES EN CAMPOS MADUROS. DIEGO GARZÓN DUARTE Y MAURICIO RUSSO RECLAMAN POR UN MAYOR DINAMISMO EN EL TRASPASO DE YACIMIENTOS MARGINALES, QUE ASCIENDEN A UNOS 100 EN EL PAÍS.

DESDE UN PUNTO DE VISTA técnico, en la Argentina el 80% de los más de 470 yacimientos de hidrocarburos activos son *marginales*. Ésa es la denominación que reciben en la jerga petrolera los campos que producen diariamente menos de 2.000 barriles diarios de crudo o 10.000 metros cúbcios (m^3) de gas, con un corte de agua superior al 90% y una productividad por pozo inferior a los 5 metros cúbicos diarios de petróleo. En la práctica, sin embargo, un campo maduro de petróleo puede tener potencial en *shale gas* o *shale oil*. Por lo que la versión generalizada es que existe un centenar de campos maduros en el país.

Sin embargo, son contadas las empresas petroleras con apetito real por ese tipo de reservorios. A diferencia de lo que sucede en cuencas de Norteamérica, donde existen centenares de empresas petroleras, en la Argentina hay un oligopolio de seis o siete grandes compañías que explican el 80% de la producción de hidrocarburos. Se trata de empresas como YPF o Pan American Energy (PAE), que buscan grandes activos petroleros. Contra esa corriente, Oilstone hizo de la incorporación de valor en campos supermaduros su principal carta de presentación.

La petrolera fundada por Diego Garzón Duarte y Mauricio Russo se dedica exclusivamente al desarrollo de campos marginales. Es una auténtica Pyme petrolera que debió sortear los obstáculos típicos que enfrentan los emprendedores en la Argentina. Recién en 2017 obtuvo su primer crédito sin la necesidad de exponer recursos ni garantías de los socios. Fue por u$s 11 millones al 7% a cinco años, sindicado entre el Banco Santander y el Ciudad. Hasta ese momento, Garzón Duarte y Russo, dos ejecutivos con pasado en Compañía General de Combustibles (CGC), y los dos socios restantes debían prestar avales personales para financiar los planes de inversión de la empresa. La creatividad los llevó, incluso, a recurrir en 2011 –unos meses después de la fundación de la empresa– a una garantía de Acindar por $ 6 millones para conseguir un crédito, dado que las entidades bancarias exigían los balances de tres años consecutivos para habilitar un préstamo.

«Fue un inicio difícil, pero hoy estamos posicionados. Al negociar nuestro primer contrato, a través del cual arriesgaríamos los ahorros de 25 años de trabajo en la vida corporativa, algunos inversores nos propusieron acuerdos en los que pretendían retener un 80%. Luego de insistir, conseguimos como socios a Claudio y Gonzalo Maggi, grandes productores de soja presentes en el negocio de *real state*, que hoy cuentan con el 30% de Oilstone», rememora Garzón Duarte.

Hoy la empresa está analizando la apertura este año de una Oferta Pública Inicial (IPO, por sus siglas en inglés) «para *fondear* nuestros planes de inversión», adelanta Garzón Duarte, CEO de Oilstone, desde las oficinas de la empresa en Martínez, al norte de la provincia de Buenos Aires, donde recibió a *Revista TRAMA* junto con Russo, accionista y director comercial.

Garzón Duarte plantea la necesidad de que las grandes empresas descarten sus reservorios secundarios a fin de dinamizar el *upstream* local de hidrocarburos. La morfología organizacional de Oilstone está diseñada para intentar agregar valor en campos maduros que llevan décadas en explotación. En esa clave, los directores de Operaciones y Geociencias tienen sus oficinas casi en Cutral Có, al norte de Neuquén, donde trabajan más de 120 de las 135 personas que componen la empresa, lo que permite contar en el instante con los geólogos y reservoristas al perfilar un pozo.

Cerro Bandera hoy alcanza una producción diaria de 180 metros cúbicos (m^3) de petróleo y 130.000 m^3 de gas. «Para los próximos dos años, delineamos un plan de exploración, perforación, entrada y *repunzado* en capa, fracturación y refracturación orientado a incrementar la explotación, especialmente en gas. Apuntamos al *tight* profundo, a 2.500 metros», detalla Russo, que proyecta que la curva de petróleo se mantenga en el *plateau* de 200 m^3/d de crudo.

Junto con Gas & Petróleo del Neuquén (GyP Nqn), Oilstone es socio-operador en el proyecto de la UTE

“
HACE 10 AÑOS, COLOMBIA ADOPTÓ UNA POLÍTICA DE APERTURA: PASÓ DE 50 A 200 PETROLERAS, AUMENTÓ SU PRODUCCIÓN DESDE 400.000 HASTA 900.000 BARRILES DIARIOS.

Dorsal, que produce 25 m³/d de crudo y 400.000 m³/d de gas. Excluyendo la compra de nuevos activos, la compañía ostenta un *drilling* porfolio de más de u$s 30 millones para invertir en el próximo lustro.

¿Cuáles son las claves para operar en campos maduros?

—

Garzón Duarte: Un concepto fundamental es el *downtime*, es decir, el tiempo que transcurre entre que un pozo se para y se reactiva. En una empresa como Oilstone, éste debe ser mínimo, con apenas algunas horas de duración. Al tener equipos exclusivos en circulación, el pozo vuelve a ponerse en marcha en medio día. En cambio, en organizaciones grandes se ingresa a listas de espera con demoras de hasta una semana.
Otro punto vital es la ingeniería de producción. Un pozo aumenta su resultado cuando ese equipo permanece pendiente de él para controlar la profundidad, el nivel y tipo de bomba, y para estudiar la forma de hacer más eficiente su extracción. Las grandes petroleras tienen recursos para hacerlo; incluso YPF podría llevarlo adelante mejor que nosotros. Sin embargo, el secreto radica en los tamaños relativos. En un yacimiento de Shell, 100 barriles de más o de menos hacen la diferencia con respecto a la productividad de un pozo. A contrapelo, para nosotros la línea está específicamente en un barril de más o de menos.
Russo: Dentro del negocio de E&P, los campos maduros son de capital y de mano de obra intensiva. Un proyecto de *shale* de seis equipos trabajando, con una inversión de u$s 2.500 millones, involucra a 120 personas durante dos años. Al contrario, ese monto en campos maduros genera no menos de 1.000 puestos de trabajo. Y allí se necesita eficiencia y manejo detallado de los costos.
Cada cinco o seis años, las grandes petroleras de todo el mundo realizan rebalanceos donde priorizan, por ejemplo, proyectos de 30.000 barriles diarios y ponen a la venta aquellos de 5.000 que ya no les resultan relevantes. Creemos que este fenómeno también se difundirá en la Argentina.

¿Cuántos campos como Cerro Bandera podría haber en la Argentina?

—

DGD: Si se define un yacimiento maduro como aquel que produce diariamente menos de 2.000 barriles o 10.000 m³, con un corte de agua superior al 90% y una productividad por pozo del orden dicho, la estadística concluye que el 80% de los 470 campos del país son marginales.
De todos modos, es necesario analizar caso por caso. Por ejemplo, uno puede ser marginal en producción *oil* pero tener potencial en *shale*, mientras que otro es secundario para petróleo pero tiene gas. Por ende, aunque en la realidad no existen esos 300 yacimientos marginales que arroja la estadística, seguramente hay alrededor de 100.

¿Cuántos de ellos hoy están siendo operados por compañías especializadas?

—

DGD: La mayoría aún son activos secundarios que pertenecen a grandes empresas. Los *drivers* que actualmente conducen a desprenderse de esos campos son, por un lado, el encarecimiento del costo operativo, que los lleva a perder dinero marginalmente; y, por otro, las obligaciones ambientales referidas al abandono del pozo, los oleoductos y los gasoductos, entre otras. Todo ello genera una contingencia a reflejar en los balances y su consecuente impacto económico. Y si bien la autoridad de aplicación también envía advertencias por falta de inversión al transcurrir dos, tres o cuatro años sin perforar un pozo, no posee herramientas legales para forzar la venta, cosa que tampoco procuramos.

¿Qué modelo petrolífero es el referente en este segmento?

—

MR: El modelo de negocio es el de las petroleras independientes. Está probado, existe hace más de 100 años y más de 7.000 empresas lo utilizan. No inventamos nada. Hace 10 años, Colombia adoptó una política de apertura cuyos resultados están sobre la mesa: pasó de 50 a 200 petroleras, aumentó su producción desde 400.000 hasta 900.000 ó 1 millón de barriles diarios. La Argentina hizo lo contrario: de 900.000 caímos a 400.000 barriles. Aunque Colombia cambió la regulación, aquí no hace falta. Sólo se requiere impulsar las reglas existentes. YPF está en esa dirección. Sus idas y vueltas están atadas a los cambios de estructura. Miguel Ángel Gutiérrez tiene claro el foco, que es dedicar los recursos al «ABC» de los activos y sacarse de encima los «JKL». Durante los cambios en estas organizaciones, quien agarra la manija siempre paraliza las ventas y se toma un tiempo para estudiar el total de activos. Por eso es importante la continuidad.
En 2007, Repsol-YPF presentó un plan para vender 40 áreas, que el Gobierno frenó. Como consecuencia, probó con el modelo de control de operación de producción compartida, cristalizado en nuestro

+
Oilstone, en números

380
yacimientos marginales en la Argentina

2.000
barriles diarios

+90%
producción de agua

5 m³/d
producción promedio en el país

Oilstone quiere redescubrir
el potencial de los campos maduros.

contrato de Servicio y Operación a Riesgo (SOaR) en Cerro Bandera, que consideramos exitoso. Luego fue seguido por una etapa de desaciertos: hicieron un pozo en picada en vez de horizontal y privilegiaron el petróleo y no el gas.

¿La compra definitiva de Cerro Bandera fue un paso natural que se demoró?

—

DGD: Cuando comenzamos con el primer contrato en Cerro Bandera, era lo que estaba disponible con YPF. Preferíamos un modelo estándar con el 100% o una participación vía compra directa o *farmout*. Antes de ingresar allí, analizamos con otro grupo argentino la adquisición de activos que en ese momento poseía Petrolífera Petroleum. Hicimos una oferta concreta, pero Gran Tierra compró la totalidad de la compañía y no los activos en la Argentina.

¿Piensan sumar otro activo, además de Bandera y Dorsal?

—

DGD: Desde su lanzamiento en 2010, Oilstone ya debe haber acercado ofertas por unos u$s 1.000 millones para comprar activos. El año pasado participamos en el E10, las de YPF, de Chevron y La Pampa, sumando u$s 100 millones como mínimo entre inversión y compra.
Si bien constantemente buscamos opciones, en estos meses estamos en pausa porque acabamos de cerrar la compra de Bandera, sujeta a la aprobación de la provincia. Nuestra gran apuesta es la salida de YPF en Neuquén.
El interés también estriba en el ingreso a otras zonas. En 2017 intentamos en La Pampa, pero fuimos utilizados para justificar una licitación que se otorgó a PCR. Cuando Pampetrol hizo la licitación como empresa privada, primero adjudicaron a Oilstone, luego a PCR, y al mes sancionaron una ley sobre abandono de campos; una barbaridad que hace tambalear la factibilidad a mediano y largo plazo de los yacimientos maduros. Se trata de algo desprolijo para la industria. Si en un futuro surgiera otra oportunidad en dicha provincia, lo pensaríamos dos veces.

¿Por qué es perjudicial una ley que fuerce el abandono?

—

DGD: Para dar un ejemplo de este tipo de campos, Bandera cuenta con 150 pozos perforados, 60 activos de petróleo, 10 de gas y 30 inyectores. Si bien algunos están cerrados o figuran en estudio, tienen motivos para no ser abandonados, cosa que técnicamente implica quitarles los equipos, remediarlos de forma tal de extraer la última parte de la cañería y rellenarlos con un tapón de cemento como si nunca hubieran existido.
La clave es que en los campos maduros no se buscan barriles sino litros de petróleo, con pozos de los que se extrae entre 0,5 m^3 y 1 m^3, mientras que la media argentina es de 5 m^3 (contra los 27 m^3 ó 30 m^3 de Ecuador y los 60 m^3 de Venezuela).
Nuestra vida consiste en estudiar qué sucedió y sucede en el reservorio, y cómo evoluciona. El hallazgo de una pequeña capa en una punta de los 40 kilómetros cuadrados (km^2) de Bandera puede reflejarse en el medio, en el costado, etc. Pero si se taparan los pozos, no volverían a ser perforados. Para uno de 1.000 metros, que cuesta u$s 1,5 millones, se requiere una producción inicial de petróleo superior a los 12 m^3. La perforación no se justifica por uno de medio metro, pero si está abierto se puede reactivar. Además, una vez que se abandona, se pierde una fuente de información para evaluar todo el yacimiento. Se puede cerrar un pozo si tiene problemas mecánicos, integridad complicada y potencialidad de contaminación. En cambio, conviene estudiar hasta el final aquellos que están sin producción porque no hay capa disponible, pero están en perfectas condiciones.
La ley de La Pampa, que obliga a cerrar los pozos o aplica una multa que convierte el proyecto en inviable, lo único que generará es el abandono de petróleo debajo de la superficie. Con «el diario del lunes», atentos a ese cambio luego de una licitación, agradecemos no haber entrado en Medanito, donde se deberían abandonar 200 de 400 pozos.

¿Qué resultados produjo mantener los pozos abiertos en Cerro Bandera?

—

MR: Desde que nos hicimos cargo en 2010, realizamos 40 *workovers* y perforamos casi 10 pozos. Adicionalmente, después de cuatro años de estudio con muchas horas y dinero invertidos encontramos una capa surgente que en 2015 se transformó en el mejor pozo de los casi 70 años del campo, y a su vez ello abrió el camino para hallar otros prospectos. No fue una aguja en un pajar, sino que es un evento que ocurre con frecuencia. A la provincia le debe haber generado unos u$s 2 millones en regalías. Una ley que limite eso, desde el punto de vista de la industria, es criminal.

En el diseño inicial de la petrolera, ¿se enfocaron en conformar un departamento sólido de *G&G*?

—

MR: Al principio, traer un equipo experimentado implicaba sueldos caros y había pocas chances. En consecuencia, firmamos un acuerdo estratégico con GiGa, de Hugo Giampaoli y Alejandro Gagliano (ex Pérez Companc), que nos ayudó con la geociencia durante los primeros tres años. Luego sumamos geólogos semi-senior que comenzaron con trabajos de campo propios. Finalmente, incorporamos a nuestro director de Geociencia, Diego Lenge, y nos desprendimos del soporte de GiGa en maquinaria (aunque a veces revisan proyectos o nos asisten con evaluaciones de zonas).

¿En materia financiera prevén buscar respaldo o emitir un bono?

—

DGD: Hoy la pata financiera es un gran desafío para este tipo de compañías. La característica particular de Oilstone reside en que quienes ocupan los mandos de *management* también son accionistas, por lo cual todo lo que tenemos está puesto aquí. Esta industria nos deja muchísimo capital todos los días, pero también gastos. Llevamos invertidos u$s 30 millones en Bandera y u$s 10 millones en Dorsal. Estamos evaluando opciones. En el pasado surgió la chance de un fondo, pero a priori lo descartamos porque produce una pérdida de control. Hasta ahora nos hemos financiado vía préstamo simple bancario con buenos resultados, pero sus ratios limitan el crecimiento.
En consecuencia, ahora evaluamos la opción de realizar una IPO este mismo año, que es el paso obligado a una eventual incorporación de un socio. Aunque conocíamos cómo funcionaba una compañía en serio por nuestra vida corporativa, comenzamos con lo que había. Hoy ya tenemos auditorías externas y pensamos en disponer una sobre nuestras reservas con alguna empresa de primer nivel. ×

+

Cuidar la propia

Ser accionistas y directivos al mismo tiempo plantea cuellos de financiamiento para Oilstone. La ventaja es que la efectividad de cada dólar invertido descansa en la vigilancia de sus dueños. «Antes nos gustaba señalar que cuidábamos la plata de la compañía como si fuera nuestra. Es como decir que un hombre siente el embarazo de su mujer por estar más gordo, aunque no lo experimenta. La realidad es que ese discurso sólo se sustenta cuando el dinero efectivamente es tuyo», ilustra Garzón Duarte.
Este modelo permite permanentes decisiones de inversión y ejecución. Como ejemplo, el directivo rememora el volantazo que pegaron en Cerro Bandera: «Durante el primer año comenzamos con un plan para perforar 12 pozos con un equipo contratado. Al no haber resultados a la altura del tercer pozo, nuestra estructura nos aportó la flexibilidad y rapidez para cambiar a tiempo. Quizá un simple CEO o gerente hubiera proseguido con el plan inicial», sostiene.

“ LA CARACTERÍSTICA PARTICULAR DE OILSTONE RESIDE EN QUE QUIENES OCUPAN LOS MANDOS DE *MANAGEMENT* TAMBIÉN SON ACCIONISTAS.

LOS PLANES DE INGENER EN EL PAÍS

UNA CONSTRUCTORA URUGUAYA QUIERE PISAR FUERTE EN EL MERCADO ENERGÉTICO ARGENTINO

—

TRAS DESEMBARCAR EN EL MERCADO LOCAL A PARTIR DE LA CONSTRUCCIÓN DEL PARQUE EÓLICO LA BANDERITA, LA FIRMA BUSCA AFIANZARSE EN EL ÁMBITO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y ESTÁ ABIERTA A LA CONFORMACIÓN DE ALIANZAS ESTRATÉGICAS.

Alejandro Hunko

En plena transformación

Ingener viene de instalarse en Bolivia y ahora tiene su foco estratégico puesto en la Argentina. «Para trabajar con éxito en este mercado, también estamos emprendiendo una transformación propia. Vamos a crecer mucho más que en Uruguay», pronostica Hunko.
Será vital, destaca, conocer muy bien el mercado local: «No sólo me refiero a los clientes, sino también a las empresas de energía que supervisan las obras, a los proveedores, etc. Salvo algún que otro elemento específico, casi todo lo que se necesita en el segmento puede comprarse en la Argentina», precisa. Para consolidar las acciones de la compañía en este medio, explica, los directores de Uruguay vienen al país cada 15 días. «Organizamos reuniones bimensuales de oficina para hacer un seguimiento de las distintas acciones en marcha desde 2016», completa.

> “ESTAMOS PARTICIPANDO Y COTIZANDO PROYECTOS EN DISTINTOS PUNTOS DEL PAÍS. SIEMPRE TENEMOS VOLUNTAD DE ASOCIACIÓN, LO CUAL NO ES FÁCIL DE CONSEGUIR.

DESDE LA PROMULGACIÓN DE LA LEY de Energías Renovables, la Argentina no sólo dio un gran paso para diversificar su matriz energética, sino que también abrió un nuevo abanico de oportunidades para la inversión de nuevos capitales extranjeros. En ese contexto, el arribo de Ingener, compañía oriunda de Uruguay, no resulta ninguna sorpresa. La empresa, tal como describe Alejandro Hunko, gerente comercial en la Argentina, cuenta con experiencia tanto en energía eólica como solar por haber sido protagonista de la transformación en el segmento eléctrico uruguayo.
Ingeniero eléctrico formado en la Universidad de Buenos Aires, Hunko tiene una pasión que excede su desempeño profesional: los caballos. «Mucha gente los compra sólo para acariciarlos, yo lo hago para subirme y cabalgar. Y aunque no siempre el caballo haga lo que le pido, disfruto de andar en él», asegura el directivo, sin comparar ese pasatiempo con la responsabilidad de manejar las tiendas de Ingener.

La organización desembarcó en la Argentina en 2016, cuando se hizo cargo del montaje eléctrico y electromecánico de la central térmica Matheu, de 250 megawatts (Mw) de potencia, para la firma APR Energy. Luego de acordar con el Grupo Frali la construcción del Parque Eólico La Banderita (emplazado en General Acha, La Pampa), ahora la constructora busca expandirse en el mercado local de la mano de las cada vez más demandadas fuentes renovables.
Mientras que en suelo charrúa la compañía tiene una facturación de u$s 60 millones, de este lado del Río de la Plata ya rubricó contratos por u$s 27 millones y este año espera saltar a los u$s 40 millones. El objetivo es duplicar el tamaño de la sede en Uruguay y facturar unos u$s 100 millones para 2021.
Café de por medio, Hunko conversó con *Revista TRAMA* sobre el desarrollo de las energías verdes en el país y explicó cuáles son los pasos a seguir en los próximos años. «Creo que en la Argentina hoy existe un crecimiento consolidado, gracias al cual las fuentes renovables son competitivas y los clientes buscan, cada vez más, *partners* que aseguren un menor plazo de ejecución de obra», señala. Ése es el escenario que busca aprovechar Ingener. «La compañía funciona bien porque tiene la capacidad de amoldarse a contratos con tiempos ajustados», destaca.

CONTEXTO FAVORABLE

El ejecutivo destaca que el gobierno argentino está implementando uno de los procesos de cambio más fuertes desde hace años. «El sector de la energía eléctrica estaba en crisis. Desde 2016 rápidamente el Gobierno lanzó proyectos de generación térmica, que fueron exitosos. Todos se están haciendo, se están terminando. Existe una gran cantidad de oportunidades que antes no se manifestaban con semejante simultaneidad», opina Hunko.
Con la Ley de Energías Renovables y las tres subastas que se hicieron, agrega, el crecimiento a futuro parece asegurado. «En un marco caractetrizado por la baja de los precios de la electricidad, en el que las energías renovables ya resultan competitivas, confío en que las autoridades seguirán apuntalando el crecimiento del sector», se ilusiona.
A su entender, el crecimiento no se dará solamente en el área de energías renovables, sino también en el segmento de transporte en alta tensión de energía. «Estamos a la espera de los nuevos proyectos de ampliación de la red de transmisión en 500 kilowatts. Son proyectos que demandarán entre 24 y 36 meses de construcción. Existen reuniones con el gobierno para entender los lineamientos generales del pliego de licitación», explica el directivo. «También estamos en contacto con otras compañías (principalmente jugadores internacionales) que ven con muy buenos ojos estas obras y que necesitan firmas con experiencia local para resolver temas de infraestructura», adelanta.

+
Líder comercial

Alejandro Hunko cuenta con una amplia trayectoria en empresas de renombre en el sector tecnológico. Gracias a esa experiencia y a su conocimiento del ámbito local, hoy está a cargo del crecimiento de Ingener en el país. El propósito es claro: superar aquí el tamaño alcanzado en su nación de origen. Su mayor interés en Ingener, reconoce el directivo, radica en liderar comercialmente el crecimiento corporativo en el medio local. «Contamos con muy buenas referencias, un excelente cumplimiento y mucha profesionalidad a la hora de ejecutar los proyectos», describe.

“ UNA EMPRESA GRANDE, QUE TIENE PROCESOS Y VALIDACIONES MUY EXTENSAS, NO PUEDE CUMPLIR CON PROYECTOS EN PLAZOS CORTOS.

EN LAS GRANDES LIGAS

Ingener aspira a posicionarse como un actor de peso en el mercado local de la ingeniería y construcción sobre la base de contar con una estructura flexible y ágil. Son ventajas comparativas a la hora de participar del negocio de la energía renovable, que exige rápidos plazos de construcción y mucho dinamismo. «Por eso muchas constructoras no están deseosas de movilizar a toda su estructura en torno a un proyecto que, tal vez, si tiene problemas con su ingeniería financiera, podría postergarse o incluso cancelarse», adviente.
Ingener confía en que esa flexibilidad operativa se convierta en un principal *driver* de crecimiento. «Estamos participando y cotizando proyectos en distintos puntos del país. Siempre tenemos voluntad de asociación para sumar valor y robustecer nuestra propuesta de servicios y soluciones», indica el ejecutivo. Esa vocación para conformar vínculos comerciales, añade, requiere paciencia, pero también rinde frutos. «Es lo que le ha permitido a Ingener participar en proyectos de gran envergadura junto con compañías civiles de peso en el mercado argentino», recalca.

PROYECTO DE EXPANSIÓN

Antes de arribar a la Argentina, Ingener también ejecutó contratos en Bolivia como parte de un emprendimiento de crecimiento regional. La firma de contratos con la Empresa Nacional de Electricidad boliviana le permitió expandir sus fronteras en el plano latinoamericano. «En el caso de Bolivia, fue una decisión de proyecto», sostiene Hunko.
La Argentina se diferencia por la envergadura de su mercado y su potencial expansión de todo el espectro de la industria de la energía eléctrica, con foco en las renovables pero también en el área termoeléctrica. «Los proyectos de cierre de ciclo y cogeneración ya están concesionados, lo que significa que en dos meses las compañías tienen que estar adjudicando a las distintas organizaciones que van a llevarlos a cabo», expresa.

VENTAJA COMPETITIVA

Ingener tiene una visión regional, con versatilidad para desempeñarse en distintos puntos del país. Esa capacidad es un diferencial en un mercado como el de la construcción, poblado de empresas provinciales. «Nosotros, por ser una compañía que viene al mercado argentino, no tenemos esa preferencia: estamos participando o cotizando proyectos en cualquier parte del país», analiza Hunko.
Otro punto clave es contar con una vocación asociativa. «Ingener posee la gimnasia para formar alianzas y entender un mercado en el que los plazos de entrega y ejecución son importantes. De hecho, nos sentimos más cómodos y tenemos una mejor relación con los clientes en aquellos contratos que son más apretados de tiempo», admite.
La firma dispone de un Departamento de Ingeniería propio, lo que le otorga una ventaja competitiva. «Una empresa grande, que tiene procesos y validaciones muy extensas, no puede cumplir con proyectos en plazos cortos», concluye. ×

MARTÍN BRANDI, DIRECTOR DE PCR

EN 2020 SEREMOS UNO DE LOS PRINCIPALES GENERADORES EÓLICOS DEL PAÍS

A PARTIR DEL DESEMBARCO DE LA EMPRESA EN EL NEGOCIO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES, PCR ESTÁ CONSTRUYENDO UN PARQUE EÓLICO DE 125 MW DE POTENCIA EN SANTA CRUZ Y OTROS DOS POR 200 MW EN BAHÍA BLANCA. AL MISMO TIEMPO, LA COMPAÑÍA SE CONSOLIDA COMO EL SÉPTIMO PRODUCTOR DE CRUDO DE LA ARGENTINA.

Una de las fundaciones del parque eólico de PCR en Santa Cruz.

NACIDA COMO CONSTRUCTORA, Petroquímica Comodoro Rivadavia (PCR) dio un primer y rápido golpe de timón al expandirse al *Upstream* y dedicarse a la exploración y producción de hidrocarburos y también en el negocio del cemento . En los últimos tiempos, la empresa de capitales lcaoles decidió dar un segundo gran salto cualitativo al diversificarse hacia la industria de las energías renovables. «Nuestro Directorio y nuestros accionistas siempre definieron líneas de negocios prioritarias. Ya en los años 90 expresamos un interés por el sector de las fuentes renovables que no pudimos materializar», evoca el gerente de Desarrollo de Negocios, Martín Federico Brandi.
Cuando se aprobó la Ley 26.190 (de incentivo a las energías limpias), PCR decidió avanzar ante la posibilidad de que se creara un mercado competitivo, con equilibrio entre la oferta y la demanda, y precios claros. «Más allá del cambio de gobierno, nuestra intención de arribar al rubro era firme. Hoy existen mayores posibilidades de acceder al financiamiento, pero el marco de la Ley 26.190 ya nos había parecido muy atractivo desde un principio», resalta.
Aún así, el financiamiento todavía es muy caro en el país y eso no permite que los precios de la energías bajen todavía más. «Si la Argentina tuviera un mejor acceso al crédito, seguramente los valores que se podrían ofertar serían menores», estima e l ejecutivo en diálogo con *Revista TRAMA*.
Ingeniero industrial recibido en la Universidad de Buenos Aires (UBA), Brandi vivió alternativamente en la Ciudad de Buenos Aires (su lugar de origen) y Comodoro Rivadavia. También se radicó dos años en Catriel, cerca del yacimiento Medanito en Neuquén.
Antes de incursionar en energías renovables, estaba a cargo del negocio de cemento de PCR. «Mi llegada a esta área respondió a una decisión del Directorio, aunque siempre me había resultado interesante», confiesa.
El ejecutivo sabe que su rumbo seguirá signado un tiempo más por las necesidades de la compañía. «Hoy la actividad me sitúa de nuevo en Buenos Aires, donde puedo reunirme con el Departamento de Compras central y el Departamento Legal de PCR, organizar la participación en licitaciones o negociar precios con los proveedores de equipos», resume.
En cuanto a la cobertura financiera de los proyectos eólicos en marcha, revela que el primero dispondrá del respaldo de los bancos IIC, EKF y KfW. «Los términos comerciales generales ya están acordados. La tasa en el país se ubica siempre arriba del crédito soberano, según el plazo podría oscilar en torno al 8,5% ó 9%», calcula.
Esa primera incursión en el sector, por la que la empresa ofertó un precio de u$s 41,5 por megawatt (Mw), «cierra porque es un buen proyecto». «Con esta calificación me refiero a toda iniciativa que tiene un buen recurso eólico, la posibilidad de evacuar energía y una ejecución simple (y, por lo tanto, barata)», aclara.

COMPLEJO SANTACRUCEÑO

El Parque Eólico del Bicentenario se localiza en Santa Cruz, a 90 kilómetros de Puerto Deseado. Brandi remarca que en febrero PCR terminó todas las fundaciones de la obra civil. «El plazo máximo que teníamos con el proveedor de equipos era de 60 días más. Nos adelantamos dos meses al cronograma previsto, lo que nos permitirá anticiparnos cuatro meses a la fecha comprometida de lanzamiento», destaca.
La firma cuenta con un equipo –profesionales propios y conocidos de hace tiempo– que está trabajando exclusivamente en esta propuesta. «En el Plan RenovAr 1.5, fue el único proyecto que se adjudicó con ampliación en la capacidad de transporte. Nos comprometimos a incrementar en 150 MVA la estación transformadora Santa Cruz Norte, obra que ya iniciamos», detalla.
El objetivo es completar la etapa 3 de pruebas de generación para octubre o los primeros días de noviembre, antes de empezar a producir energía a nivel comercial. «La capacidad instalada será de 100 Mw, aunque desde un principio nos planteamos llevar el proyecto a su máxima potencia posible: 125 Mw. O sea que produciremos 100 Mw para el Plan RenovAr y el resto para el Mercado a Término, además de abastecer más del 50% de la demanda eléctrica de nuestra fábrica de cemento», añade.

PARQUES BAHIENSES

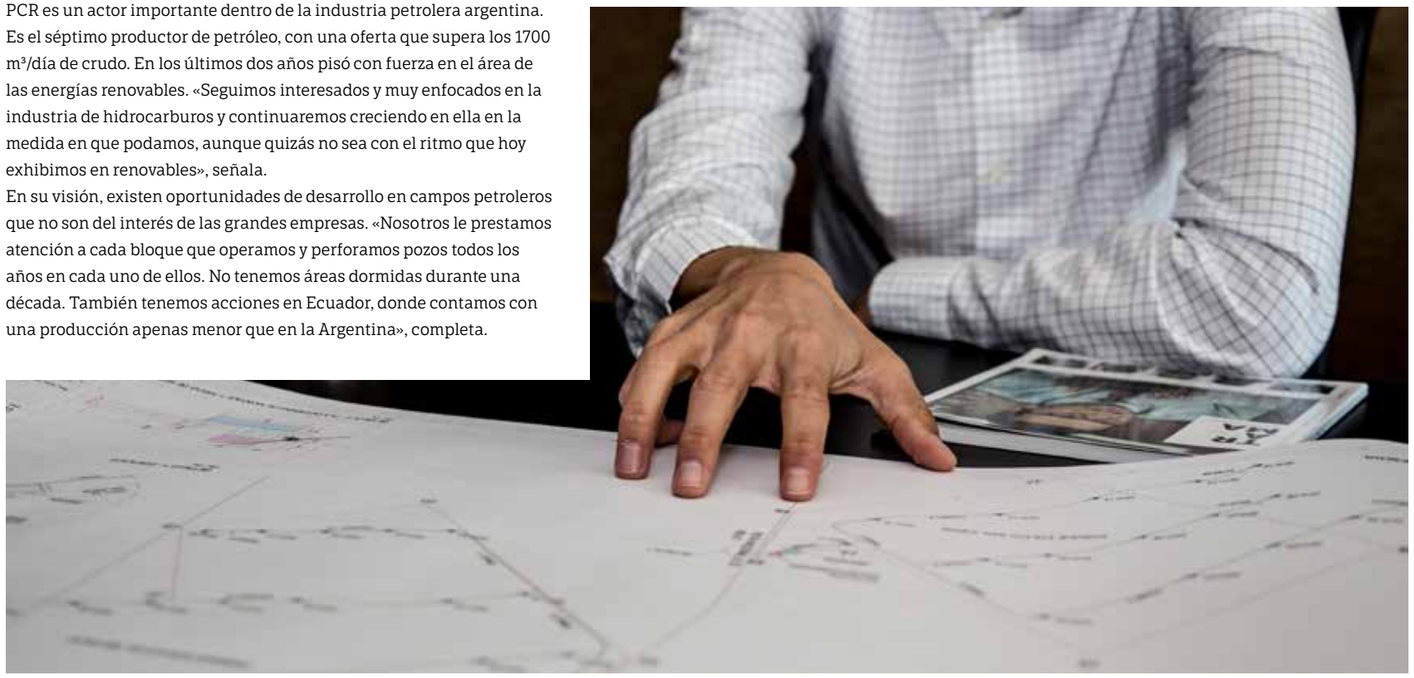
Con las Rondas 2 y 2.5, PCR logró posicionarse en Bahía Blanca a través de otros dos proyectos eólicos que actualmente configuran el principal desafío de la organización. «Situados a uno y otro lado de la ruta, a efectos prácticos éstos conforman un solo emprendimiento. Nos dan escala y un buen nivel de recursos», precisa Brandi.
La mayoría de las iniciativas eólicas en la Argentina poseen torres altas. «Nosotros teníamos dos mástiles de 100 metros y ahora estamos instalando un tercero de 120 metros para verificar la calidad del recurso», puntualiza.
En Santa Cruz, PCR dispone de tecnología de Vestas, y está cerca de acordar en suelo bahiense

Martín Federico Brandi

+

No pierde el foco

PCR es un actor importante dentro de la industria petrolera argentina. Es el séptimo productor de petróleo, con una oferta que supera los 1700 m³/día de crudo. En los últimos dos años pisó con fuerza en el área de las energías renovables. «Seguimos interesados y muy enfocados en la industria de hidrocarburos y continuaremos creciendo en ella en la medida en que podamos, aunque quizás no sea con el ritmo que hoy exhibimos en renovables», señala.
En su visión, existen oportunidades de desarrollo en campos petroleros que no son del interés de las grandes empresas. «Nosotros le prestamos atención a cada bloque que operamos y perforamos pozos todos los años en cada uno de ellos. No tenemos áreas dormidas durante una década. También tenemos acciones en Ecuador, donde contamos con una producción apenas menor que en la Argentina», completa.



+

En plena transformación

Amante de los deportes, Brandi compite en un torneo de fútbol, en zona norte, todos los fines de semana. «Por eso estoy bronceado: en el último partido olvidé ponerme protector solar», comenta entre risas.
Hincha de Racing, se desempeña como defensor central, aunque la cancha de 11, reconoce, le está quedando cada vez más grande. «Ya me falta poco para el retiro. Cada año digo que será el último, pero por ahora sigo despuntando el vicio», admite.

INVERSIÓN

150 MILLONES

(IVA INCLUIDO) INVERTIRÁ LA COMPAÑÍA EN SANTA CRUZ PARA INSTALAR UN PARQUE EÓLICO DE 100 MW.

POTENCIA

200 MW

ES LA POTENCIA TOTAL DE LOS DOS PROYECTOS EÓLICOS EN LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES.

con la misma empresa (donde instalará su nueva fábrica). «El 90% de contenido local que tenemos previsto en la práctica se acercará a un 97%», reivindica.
Los proyectos incorporará de 200 Mw de potencia con una infraestructura eléctrica razonable. «La intención es empezar la obra a mitad de año, entre julio y agosto (a más tardar, septiembre). Por estos días estamos ejecutando la ingeniería y arrancando el cierre financiero, proceso que lleva un mínimo de ocho meses. Queremos tener el complejo en marcha a mediados de 2020», afirma Brandi.

RITMO INVERSOR

Para mediados de 2020, PCR estará entre los mayores productores de energía eólica de la Argentina. «Nuestra meta nunca fue liderar este mercado, sino incursionar y crecer en él. Queremos que la capacidad de gestión y financiamiento estén lo más rápido posible para progresar», expresa.
En Santa Cruz, la compañía invertirá unos u$s 150 millones (IVA incluido) para instalar un parque de 100 Mw, a los que sumarán otros u$s 25 millones en una segunda instancia. En Bahía Blanca, en tanto, desembolsará u$s 300 millones. «PCR está acostumbrada a invertir entre u$s 60 y 70 millones por año. Aceleramos ese ritmo por estos proyectos eólicos que –a diferencia de los petroleros– requieren desembolsos completos en un período corto», argumenta.
La decisión de entrar en el segmento eólico, reconoce el directivo, no fue nada fácil. «Pero en países como la Argentina, donde el crecimiento de las energías renovables se da muy rápidamente y después ya no hay muchas oportunidades de participar, había que tomarla. Poder adjudicar y ejecutar obras sobre la base de los montos que habíamos presupuestado originalmente nos dio confianza para avanzar», manifiesta.

> “LA INDUSTRIA NECESITA TENER UN INTERLOCUTOR CON EL GOBIERNO EN TEMAS REGLAMENTARIOS, IMPOSITIVOS Y DE INVERSIONES.

La empresa también analizó incursionar en el mercado solar fotovoltaico. «Sin embargo, el equipo de profesionales que armamos tiene experiencia en el sector eólico. No nos cerramos a la tecnología eólica, pero por ahora nuestra ventaja competitiva está en este rubro», asevera.
Tampoco está definido, apunta, que PCR participe en la Ronda 3 del Plan RenovAr. «Probablemente lo hagamos, pero aún no podemos adelantar nada», se excusa.

REGLAS CLARAS

De acuerdo con Brandi, la flamante Cámara Eólica Argentina (CEA) representa una buena iniciativa. «La industria necesita tener un interlocutor con el gobierno en temas reglamentarios, impositivos, de inversiones, etc. La devolución del IVA, por ejemplo, es un eje a abordar. No está claro en qué plazos se harán esas devoluciones (hasta el momento no se efectivizó ninguna)», advierte.
El ejecutivo se encuentra al tanto de la preocupación general sobre eventual demora en la construcción de de algunos proyectos adjudicados en la Ronda 1 del RenovAr. Pero considera que lo más importante es que el gobierno haga cumplir las reglas de la licitación y que imponga penalidades a quienes incumplan lo prometido. «Las reglas transparentes elevarán la competitividad del mercado y atraerán más inversiones», augura.
Según sus palabras, PCR intentará ingresar al Mercado a Término, donde todavía no ha cerrado ningún acuerdo. «Con la legislación vigente alcanza para que ese mercado se desarrolle, lo que no quita que haya variables para mejorar. Me genera duda cómo se aplican los cargos a los grandes usuarios por parte de Cammesa. Si bien hay una interpretación generalizada de la norma, existen detalles de costos que no están tan claros. El Ministerio de Energía se comprometió a clarificarlos», finaliza. ×

Alberto Fernández,
director regional de Wärtsilä.

<

WÄRTSILÄ INSTALÓ CENTRALES ELÉCTRICAS POR 527 MW

LA RECETA FINLANDESA PARA DESPACHAR EL PARQUE ELÉCTRICO DEL FUTURO

LA EMPRESA NÓRDICA SE CONVIRTIÓ EN UNO DE LOS GRANDES TECNÓLOGOS TERMOELÉCTRICOS DE LA ARGENTINA. ALBERTO FERNÁNDEZ, SU DIRECTOR REGIONAL PARA EL CONO SUR, ADVIERTE QUE A FUTURO LA INTERMITENCIA NATURAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES OBLIGARÁ A MODIFICAR EL DESPACHO DEL PARQUE DE GENERACIÓN PRIORIZANDO A LAS CENTRALES FLEXIBLES.

LA HISTORIA DE WÄRTSILÄ en la Argentina puede leerse desde diferentes prismas. La peculiaridad de su origen –su *headquarter* está emplazado en Helsinki, capital de Finlandia– es un rasgo identitario que se destaca de entrada. Más cuando esa compañía finlandesa, *rara avis* en el concierto local, se convirtió en uno de los tres mayores tecnólogos de las plantas termoeléctricas instaladas en el país durante los últimos dos años.
Wärtsilä, que a nivel mundial factura más de u$s 4.000 millones y compite con gigantes como Siemens y GE, suministró equipos –en algunos proyectos estuvo a cargo de la construcción mediante contratos de EPC– por una potencia total de 527 megawatts (Mw) entre 2016 y y 2017.
La trayectoria doméstica de la compañía puede abordarse también desde otra óptica, menos tangible y más conceptual, vinculada a su visión del sector eléctrico. Wärtsilä está presente en la Argentina desde los 90, pero desde fines de la década pasada se preocupó por introducir nuevos conceptos en el sector de generación eléctrica. Esa *evangelización* puso en valor la importancia de atender la flexibilidad operativa y de combustibles a la hora de definir una nueva instalación termoeléctrica. Esa flexibilidad es, precisamente, una de las ventajas de los motores de generación de gran potencia que diseña la empresa. En una Argentina que en los últimos 20 años se había acostumbrado a elegir equipos únicamente a partir de la eficiencia sobre la base de la oferta de gas (por entonces sobrante en el país), la visión de Wärtsilä tuvo halos de rupturismo. «Acá, como en otros lugares del mundo, cuando se hablaba de energía y tecnologías para los generadores, existía un statu quo, un estándar de facto que consistía en utilizar turbinas», rememora Alberto Fernández, director regional de Wärtsilä para el Cono Sur en diálogo con *Revista TRAMA*. La compañía nórdica desarrolló motores de combustión capaces de operar con distintos combustibles (gas natural y carburantes líquidos como gasoil, *fuel oil* y otros) en forma simultánea prácticamente sin perder eficiencia. Esa virtud se adaptó perfectamente a la necesidad argentina de requerir centrales *multi-fuel* que no dependan únicamente de un gas que durante buena parte del año no alcanza para cubrir la demanda del parque termoelétrico. Ese *driver* apuntaló su posicionamiento.
«La difusión que hizo Wärtsilä en el mundo y acá especialmente, dado que éramos un país *turbinero*, en el buen sentido, con relación a que las centrales térmicas eran principalmente de turbinas de gas o de ciclos combinados, probó ser una herramienta muy útil y muy eficiente», explica Fernández, que se recibió de ingeniero en la UNLP.
Wärtsilä imprimió el valor de la flexibilidad en el concepto de *Smart Power Generation*. Puntualizó que no alcanzaba sólo con la eficiencia de las máquinas y que no necesariamente había que instalar grandes centrales sino también plantas distribuidas y más flexibles. Wärtsilä fue pionera en ese enfoque. «En la Argentina combinamos esa visión con la necesidad de contar con una flexibilidad también de combustibles. Por eso, trabajamos con una trilogía: afordabilidad, que sería la accesibilidad económica a la tecnología, eficiencia y flexibilidad», detalla el director regional de la compañía finlandesa.

“

EN LA ARGENTINA TRABAJAMOS CON UNA TRILOGÍA: AFORDABILIDAD, QUE SERÍA LA ACCESIBILIDAD ECONÓMICA A LA TECNOLOGÍA, EFICIENCIA Y FLEXIBILIDAD.

Lo que viene por delante –agrega– es todavía más desafiante, de la mano de una tendencia disruptiva: la penetración de las energías renovables, que en algunos casos ya son más económicas que las tecnologías tradicionales. Con la certeza de que a futuro las fuentes verdes (en especial la fotovoltaica y la eólica) cubrirán una porción creciente de la demanda eléctrica, el liderazgo de Wärtsilä se traduce en enteder qué rol seguirán jugando las tecnologías termoeléctricas (Ver recuadro). Fernández asegura que en los próximos años el despacho del sistema, la forma en que se planifica qué lugar ocupa cada tipo de energía (nuclear, hidroeléctrica, ciclos combinados, centrales térmicas de rápido ingreso, entre otros), se verá trastocado por el ingreso de las energías verdes. En esa clave, para poder balancear las intermitencias de producción de las energías renovables, las térmicas deberán incorporar nuevas virtudes para seguir compitiendo, como la capacidad de arrancar y parar varias veces por día para complementar la intermitencia de las renovables (en Estados Unidos existen centrales eléctricas que se activan más de 1.200 veces por año), y la velocidad para ingresar en despacho.

Habrá que poner el foco en cuán eficiente es cada tecnología para ingresar y salir constantemente de operación...

—

Claro, se da esa particularidad en Estados Unidos, por ejemplo, si bien es cierto que, a diferencia de la Argentina, ellos no cuentan con una alta disponibilidad de represas que permitan dar una respuesta rápida a fluctuaciones del lado de la generación. Cuando digo fluctuaciones me refiero a que la energía solar y la eólica, que llegaron para quedarse, son intermitentes. En Estados Unidos particularmente esa variabilidad de los parques eólicos hace que en determinadas regiones haya que arrancar y parar múltiples veces por día. E incluso solicitar a determinadas centrales equipadas con motores que arranquen y paren sólo algunas de sus unidades mientras otras se mantienen encendidas. Esa operación no es posible con una central de ciclo combinado con turbinas. En el caso de las centrales equipadas con motores flexibles, al poder apagar una parte de la central y arrancar otra, la fracción que genera está a la máxima eficiencia. En cambio, en otras plantas con una o dos turbinas tenés que regular potencia, relegando eficiencia.

Es decir, la tendencia relativa a instalar equipos eficientes que puedan ingresar y salir rápidamente del sistema se va a acentuar en los próximos años...

—

Sí, porque los efectos de la inserción de renovables van a ser más notorios. En el futuro habrá mucha más generación distribuida, y también distribuida en el sentido final, del lado de la demanda mediante la incorporación de techos solares y micro-eólicas. En cuanto a la oferta, los generadores han transmitido una enorme voluntad de instalar oferta renovable, que acá se vio en las rondas del RenovAr, donde los proyectos ofrecidos superaron en seis veces la cantidad prevista. Ahora lo que se necesita justamente es reforzar las líneas de transmisión porque no hay tanto espacio como para proponer más y más renovables.

Wärtsilä hizo escuela en la introducción del concepto de flexibilidad de combustibles. Ahora están planteando cómo mantener eficiencia en un sistema que a futuro estará signado por la intermitencia de las renovables. ¿Han hablado de este tema con funcionarios de gobierno o de Cammesa?

—

Sí, quizás el énfasis en años anteriores estaba dado por la flexibilidad de combustibles. El énfasis ahora se complementa con renovables y esta flexibilidad de múltiples arranques y paradas, etc. Transmitimos el mensaje de que Wärtsilä es un integrador. Las situaciones de soluciones híbridas podrían ser una opción. Me refiero, por ejemplo, a que también estamos en solar y en *storage* (almacenamiento con baterías). Las soluciones en *storage* habilitan mayor flexibilidad aún porque son instantáneas, entregan la potencia nominal en menos de 1 segundo, pero aun así, dentro de lo térmico, lo más veloz y más eficiente es la tecnología de motores que maneja la compañía. Otra aplicación clave del *storage* es la regulación primaria de frecuencia de rápida respuesta, hoy evaluada seriamente por Cammesa. La principal ventaja de dicha tecnología es que, al disponer de plantas de baterías en la red, se reduce aproximadamente un tercio de la cantidad de centrales térmicas que mantienen reserva rotante para regulación primaria de frecuencia, trayendo un ahorro considerable en consumo y emisiones. Las variaciones de frecuencia son causadas por la intermitencia de la energía solar y eólica que deben ser compensadas por las térmicas.

¿Cómo brindan soluciones en el negocio de *storage*?

—

En 2017 Wärtsilä adquirió la empresa Greensmith Energy, que es uno de los líderes globales en *storage*. En Estados Unidos es uno de los tres jugadores que más instalaciones ha tenido y con Wärtsilä hay una sinergia bastante alta por el alcance de mercado que brindamos. Existe un complemento natural entre los motores y las baterías, y las características específicas que tiene este negocio no están tanto en la batería –que no es exactamente *commodity* pero va en esa dirección–, sino en la capacidad de integración, que no sólo tiene que ver con la ingeniería sino también con la aplicación de software específicos y de sistemas que prioricen la automatización de la planta, los pronósticos de producción, la toma de decisiones de carga y descarga, y la maximización de la vida útil de las baterías. Greensmith es ampliamente reconocida por su liderazgo en este aspecto.

¿Qué sóluciones ofrecen en el área de energía solar?

—

El solar es un mercado complejo porque está muy atomizado. Hay una enorme cantidad de jugadores. En el área de energía térmica, Wärtsilä compite con cuatro o cinco jugadores en motores y turbinas. El negocio solar está disgregado en múltiples fabricantes y los chinos son muy fuertes. Eso hace que las fortalezas de Wärtsilä en este caso pasen por la capacidad de brindar garantía a la construcción, con un *track record* de más de 40 años realizando EPCs y con la gimnasia global de contar con equipos de *projects* que son muy flexibles y están disponibles en todas las regiones del planeta. El hecho de que el proyecto solar cuente con un contrato EPC de una compañía como Wärtsilä, para una entidad bancaria se traduce en una reducción de riesgo de construcción, con su correspondiente impacto positivo en las condiciones del crédito.

¿Cuáles son los desafíos que se vienen para el sector de generación en el país?

—

El gobierno ya anunció que se viene una nueva ronda del programa RenovAr para instalar potencia renovable. En el caso de una nueva licitación térmica, parece que viene más difícil. Bajo un marco normativo que lo habilite vemos que todavía hay necesidades de incorporar nueva potencia térmica, quizás no solamente en el corredor principal Santa Fe-Buenos Aires, sino también en otras provincias.

¿Analizás alguna región en particular?

—

Norte, centro, también alguna posibilidad en el sur. No veo un boom de necesidad, ya sea porque la demanda no creció exponencialmente, o porque es probable que a partir de ahora la decisión del gobierno sea delegarle a los privados la gestión del crecimiento del parque de generación, y eso se irá dando con el tiempo.
Siempre estamos mirando la evolución de segmentos estratégicos como el minero, donde somos uno de los líderes en cuanto potencia instalada, y el de *Oil & Gas*, que también es atractivo en la medida en que siga creciendo. ×

+

El despacho del futuro: la trampa de los ciclos combinados

—

Wärtsilä llevó adelante un estudio de *modeling* para entender cómo evolucionará el despacho del parque de generación a medida que se vayan incorporando centrales de energías renovables. En esa clave, la Figura 1 demuestra cómo fue atendida la demanda eléctrica argentina en una semana de marzo de 2018, segmentado el despacho de energía por tipo de fuente de generación. El área delgada «SPG» (*Smart Power Generation*) corresponde a las centrales Wärtsilä introducidas recientemente. La franja ancha gris, como elemento de carga base, corresponde al total de ciclos combinados (CCTG) que operaron esa semana. Apenas comienzan a percibirse las renovables como líneas muy delgadas en la parte superior.

—

La Figura 2 es una simulación en el sistema avanzado Plexos, que se realizó previa interpretación y compilación de información proveniente del sistema Oscar-Margo utilizado en Argentina. La gráfica refleja cómo será el despacho óptimo (el de mínimo costo) en 2025 considerando la introducción prevista tanto de nuevas centrales térmicas como de renovables (principalmente eólicas y solares, en verde y amarillo respectivamente).

—

La Figura 3 muestra lo mismo para 2030, asumiendo un crecimiento adicional esperable de esas renovables. En ambas, se aprecian en gris más oscuro ciclos combinados futuros por introducir.

Una primera conclusión terminante es que parte de las centrales tradicionales de base, en especial los ciclos combinados, serán «recortadas» para dar lugar a las renovables que tienen prioridad de despacho. Es decir, pasan a ser encendidos y apagados múltiples veces al año, operación para la cual no fueron diseñados, ni tampoco previsto que operen en ese régimen cuando se los introdujo (¿o introducirá?) en el sistema argentino.

Allí el problema: incorporar nuevos ciclos combinados en el sistema, con una mirada tradicional de maximizar eficiencia, agravaría la situación, ya que su operación futura no sólo será distinta a la actual, sino que además aumentará el riesgo de inutilización futura de dichos ciclos. Esto es análogo a lo que ya ocurrió en Alemania con la central –en su momento– más eficiente del mundo, cerrada a menos de tres años de inaugurada en 2012. De allí que globalmente ya no se habla de procurar eficiencia óptima, sino una óptima combinación eficiencia/flexibilidad.

Claro está que esto no ocurre en el presente en la Argentina (Figura 1), y es sólo porque hay comparativamente muy pocos Mwh renovables en operación. Así la operación exhibe todavía ese patrón tradicional, con su ancha franja gris casi rectangular, estable. Pero incrementar tal generación no-flexible equivale a ensanchar dicha franja «rectangularmente» hacia arriba, chocando forzosamente con una realidad que llegó para quedarse: las renovables le invaden naturalmente su lugar porque tienen despacho prioritario y porque son muy económicas.

—

La Figura 4 exhibe un escenario en 2030 simulando con Plexos la introducción de nuevas SPG en lugar de nuevos CCTG, en magnitud similar. Se aprecia la absorción de variabilidad por parte de las primeras, tendiendo incluso a suavizarle la operación de los segundos. Y lo más importante: la simulación económica en Plexos demostró que este último escenario provee ahorros del orden de cientos de millones de dólares anuales al sistema argentino, comparado con el escenario anterior.

> “EN EL CASO DE LAS CENTRALES EQUIPADAS CON MOTORES FLEXIBLES, AL PODER APAGAR UNA PARTE DE LA CENTRAL Y ARRANCAR OTRA, LA FRACCIÓN QUE GENERA ESTÁ A LA MÁXIMA EFICIENCIA.

FIG. 1
Despacho real — Semana marzo-2018

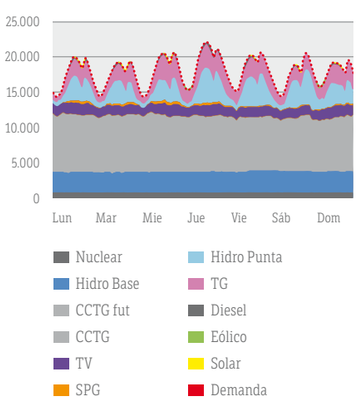


FIG. 2
Despacho semanal — Año 2025

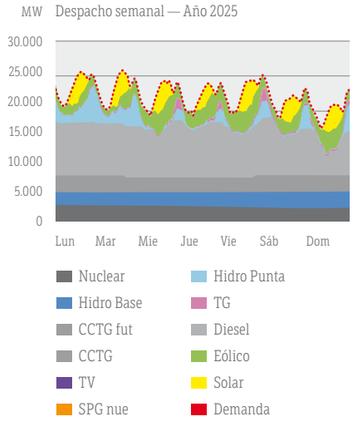


FIG. 3
Despacho semanal — Año 2030

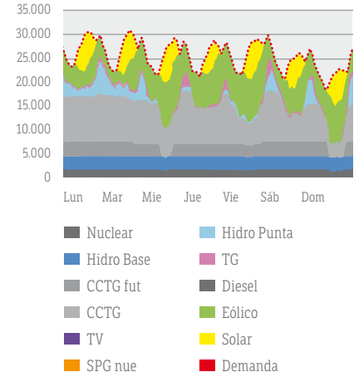
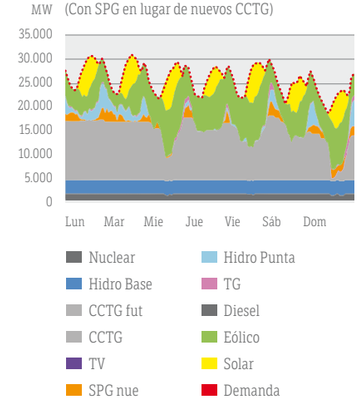


FIG. 4
Despacho semanal — Año 2030
(Con SPG en lugar de nuevos CCTG)



MARCOS CAPDEPONT, DIRECTOR DE YPF AGRO

A CAMPO TRAVIESA

DESDE EL AÑO 2003, LA PETROLERA PARTICIPA DEL NEGOCIO DEL AGRO. HOY SE UBICA ENTRE LOS 10 PRINCIPALES EXPORTADORES DE HARINA Y ACEITE DE SOJA DEL PAÍS. LA COMPAÑÍA BUSCA AHORA DUPLICAR SU FACTURACIÓN DE CARA A 2020, AUNQUE DEBERÁ AFRONTAR UN CONTEXTO DE SEQUÍAS Y DE LIBERACIÓN DEL MERCADO DE COMBUSTIBLES.

Capdepont lidera un negocio de US$ 1500 MM por año.

EL DATO SORPRENDE por su magnitud y por su escasa difusión: el negocio del agro representa un 10% de los ingresos totales de YPF, la mayor petrolera del país. Para tomar real dimensión de lo que eso significa, hay que considerar que por estos días la empresa recauda en ese segmento unos u$s 1.500 millones anuales, el doble que hace cinco años.
El director del área, Marcos Capdepont, precisa que unos u$s 400 millones provienen netamente de la exportación a 30 países. En otras palabras, la harina, los aceites y los granos explican ni más ni menos que un 35% de todos los productos que la firma comercializa en el exterior. El campo le abre a YPF casi tantas puertas en el mundo como el petróleo, el gas natural y sus derivados.
Se trata, además, de un negocio que viene en franco ascenso: el año pasado, Agro YPF creció un 20% en fertilizantes y el mercado se amplió un 5 por ciento. En paralelo, se elevó un 35% la facturación de agroquímicos, sector en el que la empresa pretende expandirse.
YPF siempre estuvo vinculada con el agro, aunque de una forma diversificada. El año pasado la empresa se dividió en tres grandes unidades, Industria, Agro y Retail, por lo que el segmento cobró aún mayor vitalidad. «Armamos una estructura de centros integrales a partir de una inversión de u$s 250 millones», subraya el directivo, que se reconoce abiertamente como «un hombre de campo».
Capdepont admite que la reestructuración de la organización de YPF Agro contribuyó a ordenar el funcionamiento del área, dado que hasta 2010 los agentes de la compañía competían entre sí. «Ese año se dividió el país en mosaicos, y en cada uno de ellos se plantó un YPF Directo; es decir, un centro para vender todos los productos relacionados con el lugar donde se encuentran y cubrir el 100% de sus necesidades locales. Por ejemplo, en el Valle de Río Negro se apuntó a la fruta, en Jujuy al tabaco, en Tucumán a la caña de azúcar».

LA CONQUISTA DEL CLIENTE

El verdadero cambio, asegura el ejecutivo, se inició mucho antes. «En 2003, la firma tuvo que modificar su estatuto para poder cambiar granos o productos por insumos. Se empezó canjeando 20.000 toneladas (Tn) al año y paulatinamente se pasó a unas 300.000. En 2017 lo culminamos con un total de 1,5 millones de Tn», cuantifica Capdepont.
El salto fue paradigmático: YPF se posicionó como el 10º exportador de la Argentina de harina y aceite de soja y la meta es ingresar al top-5 en el corto plazo.
Para Capdepont, el escenario actual es desafiante por una multiplicidad de factores. «En tan sólo un año se liberaron los precios de los combustibles y la competencia se volvió una realidad que vino para quedarse», advierte.
La estrategia comercial de YPF se apoya sobre un pivote central: la mejora continua en cuanto a la vinculación con el cliente. «La fidelización del cliente está basada en ofrecer servicios y productos en un mercado dotado de tecnología de punta, en un contexto en el que las parcelas se van haciendo más chicas, los campos se van atomizando y los nuevos productores ya no cuentan con la capacidad financiera para tener un ingeniero agrónomo ni máquinas propias –advierte–. Las empresas como la nuestra tienen que adelantarse a esas transformaciones y ofrecer –además de los productos– aplicaciones que permitan sumar valor».

PILARES

El ejecutivo prefiere ver el proceso «como una película en movimiento y no como una foto». De ahí la necesidad de diseñar una amplia gama de servicios, incluso incorporando productos importados que la compañía no produce. Es que, para YPF, los clientes no compran sólo por precio. «Lo hacen por servicio y, sobre todo, por asesoramiento. Quieren que los ayudemos a reducir costos, nos buscan como socios estratégicos. Esa conquista no se logra de un día para el otro, y nosotros la empezamos a construir desde hace ya cinco o seis años», remarca.
Dos de los pilares del negocio del agro son la consolidación del capital de trabajo adecuado y garantizarse un financiamiento accesible. «En ese sentido –enfatiza– incorporamos las tarjetas Agro y el canje de granos como una opción que va desde la soja hasta los arándanos. El fin último es hacer competitivos los 105 centros integrales de los YPF Directo».
Con todo, no existe una línea cerrada de acción. «Hay algunos distribuidores en Mendoza que canjean uvas con su productor y con eso hacen vinos, mientras que otros directamente son proveedores de sus máquinas de fertilización. Están, a su vez, los que venden tractores y son representantes de otras marcas. Cada uno encuentra la forma de apalancarse con sus clientes», expone.

(continúa en pág. 86)

+
Mariscal de campo

Marcos Capdepont es ingeniero mecánico por la Universidad de Buenos Aires (UBA) y cuenta con un máster en Dirección General en la Universidad Argentina de la Empresa (UADE), donde además es profesor en Planificación Estratégica.
En 1998 ingresó a YPF como joven profesional y, después de una larga carrera en el negocio del gas licuado (llegó a ser presidente de las dos cámaras sectoriales), hoy es director de Negocios de Agro en la petrolera controlada por el Estado. Se siente muy cómodo en el cargo que ocupa, ya que se reconoce como «una persona del campo» por ascendencia familiar.

YPF Agro quiere duplicar
su facturación para 2020.

+
Los números
que mueve Agro YPF

1.500
millones de dólares en ingresos

10%
en los ingresos totales de YPF

400
millones de dólares
en exportaciones

35%
en las exportaciones de YPF

30
países como destinos
de exportación

105
centros de YPF Directo en el país

“
NOSOTROS DECIDIMOS IR POR EL CLIENTE, BRINDAR LOS SERVICIOS EN FORMA DIRECTA. ES POR ESO QUE IMPORTAMOS LOS PRODUCTOS SIN INTERMEDIARIOS.

CAPACIDAD LOGÍSTICA

Para llevar adelante el negocio del agro, YPF debió crear una nueva estructura. Dentro de la compañía funciona un grupo de *trader* de granos, otro que importa y exporta fertilizantes, y otro que elabora agroquímicos. «Comenzamos con cinco personas para el canje y hoy contamos con 25. Cada YPF Directo tiene entre dos y tres ingenieros agrónomos. O sea que hay un promedio de 400 ingenieros agrónomos conectados en red para discutir temas técnicos», detalla Capdepont.
En YPF Directo se desempeñan 160 personas de manera directa y 2.500 de forma indirecta. «Sumando también los proveedores, se puede hablar de unas 5.000 a 7.000 personas».
Cada uno de los centros integrales funciona en cierta medida de manera autónoma, pero la compañía releva las necesidades centralizadamente. «Disponemos de una enorme capacidad logística, incluyendo terminales de fertilizantes en zonas estratégicas como San Nicolás, Puerto San Martín, Bahía Blanca y Necochea. Además, contamos con centros de agroquímicos en Córdoba y en Quebracho, entre otros lugares», enumera el ejecutivo.
De los 105 centros logísticos, nueve son exclusivos de YPF. «El resto son de terceros, pero definimos un plan de negocio común desde el primer día. Ganamos porque les vendemos el producto a los distribuidores, y a la vez, ellos manejan su propio negocio con un margen minorista», detalla Capdepont.

NUEVOS DESAFÍOS

El mercado agrícola argentino se encuentra virtualmente paralizado por el impacto de la sequía. El año pasado, por ejemplo, el campo movilizó unos 57 millones de Tn de soja. «Las proyecciones para este año se redujeron primero a 50 millones y ahora algunas anticipan una cosecha de entre 44 y 47 millones. El maíz ya bajó 2 millones de Tn también», reconoce el ejecutivo de YPF.
Aunque el impacto negativo se va a sentir con fuerza en las economías regionales, Capdepont confía en que la situación se revertirá durante los próximos trimestres.
Al efecto perjudicial de la sequía se le suma otro desafío en el horizonte cercano: el desembarco de nuevos jugadores en el mercado de combustibles. «La mayor competencia vino para quedarse en la Argentina. Esto se observa en todos los productos, como lo demuestra el hecho de que los precios de los combustibles quedaron liberados en apenas un año», ejemplifica.
Pese a eso, en su opinión, YPF continuará marcando una diferencia. «Nosotros decidimos ir por el cliente, brindar los servicios en forma directa. Es por eso que importamos los productos sin intermediarios. A través de nuestras terminales brindamos abastecimiento con una logística interna muy fuerte. Queremos que los precios sean competitivos sin reducir la calidad de nuestros productos», asevera.

OFERTA RENOVADA

Según la proyección que trazan desde YPF, durante los próximos cinco años, la demanda de gasoil va a expandirse al mismo nivel del Producto Bruto Interno (PBI) de la Argentina. En ese lapso, el consumo podría crecer a un 12 por ciento. «Contamos con un *market share* del 56 por ciento. También estamos bien posicionados en lubricantes, con un 40% de participación. Sí creemos que hay mucho por crecer en el ámbito de los fertilizantes, donde controlamos una cuota de un 10% y pensamos que el mercado se expandirá un 50% en el próximo lustro, dado que en otros países el nivel de fertilización es dos o tres veces superior al nuestro», proyecta Capdepont.
Uno de los grandes objetivos de la compañía es sustituir importaciones por medio de la constante innovación. En esa clave, YPF Agro desarrolla productos junto con Y-Tec (la empresa que surgió de la fusión entre YPF y el Conicet), aunque muchos están en etapa embrionaria.
La inteción de YPF Agro es duplicar su facturación. «Aún no estamos llegando de la forma que queremos a nuestros clientes. Hay grandes desafíos en el terreno digital y también en la logística. Buscamos tener una *app* propia. No nos podemos quedar quietos si pensamos en el mundo digital que se viene», proclama.
Otra clave es ofrecer nuevas herramientas de financiamiento a los productores. «Concebimos un desafío superior, que es un aporte al mercado y al negocio: enseñar agricultura digital, ser la caja de resonancia de todas las cosas que el gobierno quiere implementar», concluye. ×

+
Predicción bélica

YPF Agro debutó con una gran inversión en San Antonio de Areco, en la provincia de Buenos Aires, donde se instaló el primer centro integral productos. Para convencer a sus *stakeholders*, recuerda Capdepont, fue preciso reseñar lo que estaba ocurriendo en el resto del mundo, desde el desarrollo de las clases medias hasta el progresivo aumento en el consumo de carne, pasando por el crecimiento de los granos y el gasoil. Los números anticiparon una guerra por la escasez y por los granos. «En una convención ante 500 personas, en Rosario, planteamos el peor de los escenarios posibles: quedó claro que países como el nuestro, con grandes reservas de agua dulce y tierra cultivable, podrían ser amenazados por naciones con esos requerimientos insatisfechos. En el mundo que se viene, advertimos, la Argentina no puede darse el lujo de no estar preparada, de no ser competitiva», remarca.

DIEGO PRADO, DIRECTOR DE ASUNTOS PÚBLICOS DE TOYOTA

LA DISRUPCIÓN AUTOMOTRIZ LLEGA DESDE JAPÓN

EL EJECUTIVO DE TOYOTA REPASA LAS TENDENCIAS GLOBALES QUE PROVOCARÁN UN CAMBIO COPERNICANO EN EL SECTOR AUTOMOTRIZ. LOS PLANES DE LA MARCA JAPONESA PARA INCREMENTAR LA PARTICIPACIÓN DE VEHÍCULOS HÍBRIDOS Y ELÉCTRICOS EN LA ARGENTINA.

Por Fernando Juliá

LA INDUSTRIA AUTOMOTRIZ está en la antesala de un cambio copernicano por la introducción de innovaciones tecnológicas que transformarán para siempre el negocio vehicular. No se trata sólo de la incorporación de motores híbridos y eléctricos que en las próximas décadas reemplazarán los combustibles fósiles contaminantes. Lo que viene incluye también la aplicación de tecnologías de intiligencia artificial que intermediarán la vinculación entre las personas y los automóviles. Conducción autónoma, comunicación interactiva. El futuro llegó y desde Toyota, la marca líder japonesa, lo saben.

«Durante los últimos 100 años, más allá de los adelantos tecnológicos, el negocio de la industria automotriz fue prácticamente el mismo: producir y vender vehículos», comenta Diego Prado, director de Asuntos Públicos de Toyota. «Entendemos que en los próximos 10 o 20 años el negocio va a cambiar drásticamente. El proceso de transformación va a ser cada vez más rápido. Hay cuatro grandes tendencias que visualizamos para la industria automotriz del futuro», complementa el ejecutivo, que recibió a *Revista TRAMA* en las oficinas de la empresa en Martínez.

La primera corriente disruptiva está relacionada con la interacción de los vehículos con los pasajeros. Y se vincula con una de las grandes tendencias tecnológicas actuales, que es la inteligencia artificial. Implica replantear el diálogo entre los distintos componentes del transporte, dado que la comunicación entre los actores va a estar impactada por la tecnología. «Existen prototipos en los que el vehículo detecta, a través de sensores, cuál es el estado de ánimo del conductor o su nivel físico. Por ejemplo, si está somnoliento, puede cambiar la temperatura ambiente o la música para despertarlo. Y si no lo logra, directamente toma la decisión de detener el vehículo, como consecuencia de esa interacción. Todo esto aún está en estadio de experimentación, pero se estima que en 10 años o menos va a estar disponible en los vehículos convencionales de serie», adelanta Prado, que se

+
Toyota en números

“
ENTENDEMOS QUE EL HÍBRIDO ES EL PUENTE IDEAL PARA EL FUTURO DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA, ESPECIALMENTE EN PAÍSES EN DESARROLLO COMO LA ARGENTINA.

20 mil
Comenzó sus operaciones hace 20 años, con una capacidad instalada de 20.000 unidades.

140 mil
Durante 2018 producirá 140.000 unidades (estimado).

21 países
La producción local de Hilux y de SW4 se exporta a 21 países de la región.

5.700
Tiene 5.700 empleados directos (y una media de cinco veces más en forma indirecta, considerando toda la cadena de valor).

90”
Produce una camioneta cada 90 segundos.

40%
Tiene globalmente el 40% del *market share* de vehículos electrificados.

10 millones
Vende más de 10 millones de vehículos por año, de los cuales 1,5 millones son híbridos o electrificados (15% de su producción).

125 millones
Durante 2017, con las 125.000 unidades producidas, alcanzó el 25% del total del país. De ese porcentaje, aproximadamente el 70% se exportaron a 21 países de la región.

40%
Sus exportaciones representan 40% del total (en unidades) y

50%
(en dólares).

1.000 millones
Desde 2014 invirtió más de u$s 1.000 millones en infraestructura, personal y desarrollo de negocios y de la cadena de valor.

recibió de abogado en la UBA y cuenta con un MBA en el IAE.

AUTÓNOMOS

La segunda tendencia, añade, tiene que ver con la interacción de los vehículos y el entorno directo, es decir, con las rutas y con otros vehículos. Aquí están involucradas tecnologías de automatización que dan lugar a los vehículos autónomos, tal como se conoce a los que no tienen conductor. «Se trabaja con la aspiración de lograr cero accidentes, es decir, una conducción más segura. Hoy el 95% de los choques que se producen en la vía pública son provocados por algún error humano», advierte Prado, que ingresó a Toyota hace más de 10 años y antes acumuló trayectoria en los negocios de telefonía y alimentos.
Todas las automotrices ya tienen los dispositivos tecnológicos para que los vehículos sean autónomos. Pero todavía resta mejorar la infraestructura vial para poder avanzar con la implementación de este tipo de automóviles. «En un camino de ripio de la Patagonia –ejemplifica–, un vehículo autónomo necesitaría una demarcación especial de sensores».

En esa línea, otro aspecto clave –que lentamente está ingresando en la agenda gubernamental– es la reformulación del marco regulatorio para permitir la operatoria de vehículos autónomos.

ELÉCTRICOS

La tercera tendencia que enumera Prado está ligada al área de energía y al impacto sobre el medio ambiente. El objetivo es cumplir con la meta de reducir las emisiones de gases contaminantes, en función de los compromisos asumidos en el Protocolo de Tokio y el Acuerdo de París. Las automotrices saben que en el futuro habrá regulaciones cada vez más estrictas en lo referido a las emisiones de CO^2, por eso impulsan el proceso de electrificación de sus vehículos. «Toyota ha sido líder desde 1997 con el lanzamiento del modelo Prius, que fue el primer auto híbrido fabricado en serie y el más vendido del mundo», asegura Prado. La empresa japonesa hizo punta incluso con el lanzamiento del Mirai en 2014, el primer vehículo alimentado con una pila de hidrógeno.
«En la ciudad de Yokohama, un consorcio integrado por áreas de transporte público, el gobierno local y Toyota están liderando una prueba piloto para

Diego Prado.

> “SE TRABAJA CON LA ASPIRACIÓN DE LOGRAR CERO ACCIDENTES. HOY EL 95% DE LOS CHOQUES SON PROVOCADOS POR ALGÚN ERROR HUMANO.

implementar la generación de energía limpia a través del hidrógeno. Se parte de la energía eólica y el hidrógeno líquido comprimido es emplazado en vehículos de transporte; en este caso, autoelevadores», detalla Prado.

«Para avanzar con los vehículos 100% eléctricos, uno de los desafíos a mejorar es el almacenamiento de la energía eléctrica, dado que hoy existe una gran restricción en la capacidad de las baterías. También debemos optimizar la velocidad de carga del vehículo», enumera el directivo de Toyota.

Prado sostiene que la cuarta corriente histórica que se viene está dada por la relación de la comunidad con los hábitos de consumo. Toyota entiende, desde esa óptica, que el desafío de las automotrices es pasar de ser empresas que producen y venden vehículos a organizaciones que brindan soluciones de movilidad. Para muestra basta un botón: el *car-sharing*, que deja en claro que hay personas que ya no están dispuestas a invertir su capital en comprar un auto sino en alquilarlo sólo cuando lo necesitan. «¿Por qué nuestros clientes van a querer seguir comprando un auto que tal vez va a estar parado más de dos tercios del día? Es probable que elijan comprar una experiencia. Un ejemplo podría ser que durante la semana necesiten un vehículo compacto, el fin de semana precisen una minivan para pasear con la familia y el mes próximo quieran hacer un viaje corto y requieran una 4x4 para andar por la playa», expone Prado. Y agrega: «Nos estamos preparando, en especial por lo que es uno de los atributos principales de nuestra marca: el servicio de posventa».

LÍDER LOCAL

Toyota asumió el compromiso de no comercializar más vehículos de combustión fósil para el año 2050. Para ese momento, el 100% de su *line-up* serán vehículos eléctricos, híbridos o a hidrógeno. Desde esa plataforma, es probable que el lanzamiento de la nueva Hilux, previsto para principios de la próxima década, contenga una versión híbrida o electrificada.

«La empresa siempre se maneja con planes a largo plazo para los próximos 30 años, porque fabricamos y vendemos bienes durables. El proceso de desarrollo de un vehículo generalmente lleva entre dos y tres años; y el ciclo de vida de un vehículo de pasajeros es de cinco años, y de entre ocho y diez para utilitarios. La naturaleza misma del negocio nos lleva a grandes plazos», comenta Prado.

El vehículo híbrido está equipado con un motor a combustión tradicional y un motor eléctrico. El primero es una de las fuentes de alimentación del segundo, que también se abastece a través del frenado del vehículo. La energía que normalmente se libera como calor al frenar, en un vehículo híbrido se almacena en la batería como energía eléctrica. A través de una computadora que hace el switcheo entre las condiciones de manejo y las necesidades de motor eléctrico o a combustión, se reduce hasta un 50% del consumo de combustibles y un 50% la generación de emisiones de gases contaminantes durante el uso urbano del automóvil.

DESAFÍOS

Cuando se trata de vehículos 100% eléctricos o a hidrógeno, se requiere el desarrollo de una infraestructura de abastecimiento de combustible. En Estados Unidos, por ejemplo, se está desarrollando una red de distribución de hidrógeno, y mientras tanto, quien compra un Mirai tiene bonificado el consumo de ese combustible durante ocho años.

«En la Argentina estamos trabajando junto con el gobierno porque observamos que tiene un gran compromiso en alcanzar las metas del Protocolo de Tokio y del acuerdo de París en todo lo relacionado con energías renovables. Y una de las medidas fue la desgravación de estos vehículos. En los grandes centros urbanos, como la Ciudad de Buenos Aires, estamos trabajando en conjunto con el gobierno local en el análisis de flotas de taxis, el transporte público y cómo comenzar con la electrificación de la movilidad», cuenta Prado.

Pero el proceso de electrificación también está vinculado con la matriz energética del país. No es del todo consistente migrar a una movilidad eléctrica si la matriz energética sigue estando basada principalmente en combustibles fósiles, como sucede en la Argentina.

A nivel global, se conformó un consorcio integrado por 12 empresas de los sectores energético, automotriz y tecnológico, para desarrollar lo que se llama «Sociedad Basada en el Hidrógeno».

El gobierno argentino firmó el decreto 331/2017, que redujo los aranceles de importación de los autos eléctricos desde 35% a entre 0% y 5%, durante 36 meses.

«Entendemos que el híbrido es el puente ideal para el futuro de la movilidad, especialmente en países en desarrollo, como la Argentina, donde todavía hay un largo camino para llegar al autoabastecimiento energético y a la infraestructura de distribución», concluye el ejecutivo. ×

+

Mercado internacional

Según el *Global EV Outlook 2017*, durante 2016 se vendieron 750.000 unidades de vehículos eléctricos a nivel global, sobrepasando en 2 millones el total acumulado en el mercado.

El mismo informe indica que había aproximadamente 2,3 millones de puntos de carga instalados en 2016, y que aunque su desarrollo es algo mayor a la cantidad de vehículos a abastecer, en proporción sigue siendo una cifra baja.

Durante ese mismo año, los dos principales mercados de automóviles eléctricos fueron China y Estados Unidos. Y seis países alcanzaron más del 1% del mercado de automóviles eléctricos: Noruega, Países Bajos, Suecia, Francia, Reino Unido y China.

Se estima que para el año 2020 se habrán vendido entre 9 y 20 millones de vehículos eléctricos, alcanzando entre 40 y 70 millones hacia 2025.

—

Xx

Néstor García
y Diego Calvetti.

<

NÉSTOR GARCÍA Y DIEGO CALVETTI, DE KPMG

SE ESTÁN APLICANDO POLÍTICAS PARA RECONQUISTAR A LOS INVERSORES, PERO LA INFLACIÓN PREOCUPA

LOS DIRECTIVOS DE LA CONSULTORA KPMG DESTACAN EL RUMBO DE LAS POLÍTICAS APLICADAS PARA TRACCIONAR LA LLEGADA DE INVERSORES INTERNACIONALES, PERO ADVIERTEN QUE AÚN RESTA ABORDAR DISTINTOS DESAFÍOS PARA DESTRABAR GRANDES PROYECTOS EN EL SECTOR DE ENERGÍA.

Por Fernando Juliá

LA PERCEPCIÓN DE LOS INVERSORES internacionales en cuanto a las oportunidades que ofrece la Argentina se convirtió en un terreno de discusión dialéctica. En los inicios de la administración de Cambiemos, el gobierno elevó las expectativas prometiendo la llegada de una oleada de inversiones en 2016 y 2017 que finalmente no se concretó. Desde ese punto de partida, Néstor García, socio líder de Energía y Recursos Naturales de KPMG, una de las mayores consultoras de asesoría del planeta, y Diego Calvetti, director de *Oil & Gas* y Minería de la compañía, analizaron en diálogo con *Revista TRAMA* los desafíos que tiene por delante el país para traccionar inversiones y desarrollos en sectores estratégicos para consolidar un crecimiento a largo plazo como la energía, *Oil & Gas*, minería y grandes proyectos de infraestructura.

FINANCIAMIENTO PARA LOS PROYECTOS

«Uno de los mayores problemas es el acceso a una financiación competitiva», asegura Calvetti. Y agrega que «una carencia de la Argentina es no contar con un fuerte mercado de capitales. Financieramente, todo inversor, innovador o emprendedor quiere hacer una IPO (*Initial Public Offering*, por su expresión en inglés). Pero eso no existe en el país y, de alguna forma, las empresas en el panel se van reduciendo o pierden valor de capitalización. Esto podría solucionarse con leyes, reglamentaciones y reformas en las que se está trabajando en el Congreso».
En la misma línea, García comenta que «la Comisión Nacional de Valores (CNV) está haciendo un buen trabajo, pero todo lleva tiempo. Por más que se están haciendo muchas cosas en muchos frentes, aún se nota cierta lentitud de algunos aspectos que son necesarios para empujar los negocios». «Si bien sería muy bueno que fueran más veloces, son tantos los cambios que hay que hacer, que debemos esperar a que se desarrollen», añade García.

SEGURIDAD JURÍDICA Y POLÍTICA

Entre los años 2005 y 2015, la Argentina pasó de ser un país exportador a ser importador neto de energía, fundamentalmente por la caída de la producción de gas y petróleo. El período dejó en evidencia el importante desfasaje que generaron las políticas públicas aplicadas a la oferta (precios no rentables, incertidumbre) y a la demanda (tarifas subsidiadas). Luego de varios ajustes de orden macroeconómico, la recuperación y mejora de la competitividad de los sectores productivos aún enfrenta desafíos en los marcos normativos, regulatorios e impositivos.
«Venimos de 12 años de un esquema de gobierno peronista que perdió por una escasa proporción de votos. En algún momento, ese peronismo se puede reunificar, aunque aún no está claro alrededor de quién. Es lógico que el inversor no sólo tenga que estar mirando el presente, sino que también analice las posibilidades de que surja alguien más o menos pro-mercado», analiza García. «La clave es saber si dentro de cuatro años las reformas que está planteando ahora el gobierno van a perdurar, si vamos a retroceder 12 años o si habrá alguien que construya sobre lo que dejó el gobierno, si éste cambia. Creo que ése es otro de los grandes temores de los inversores», se explaya. Y añade: «Un inversor también mira la región. Por ejemplo, las elecciones en Brasil son importantes, sobre todo si hay algún impacto vía el Mercosur u otros tratados comerciales internacionales».
En opinión del ejecutivo de KPMG, se acortan los tiempos para dar señales contundentes de cambio

OP >

Néstor García

“
ES LÓGICO QUE EL INVERSOR NO SÓLO TENGA QUE ESTAR MIRANDO EL PRESENTE SINO QUE TAMBIÉN ANALICE LAS POSIBILIDADES DE QUE SURJA ALGUIEN MÁS O MENOS PRO-MERCADO.

de política energética y de poder aprovechar las ventanas de oportunidad que aparezcan o que ya estén en desarrollo.

EL IMPACTO MEDIOAMBIENTAL Y SOCIAL

Aquí entra en juego la tan mentada «licencia social» y cómo la gente interpreta la actividad energética, principalmente la minera. «El gobierno y las empresas tienen que hacer foco en educar a los ciudadanos y publicitar los buenos resultados y las actividades responsables, ya que un inversor no ve de manera positiva el hecho de ingresar divisas a un proyecto y que éste se paralice por una protesta en el lugar», ejemplifica Calvetti. Situaciones de este tipo suelen acontecer en el área de competencia de varios proyectos mineros.
«Lo hemos conversado con la Cámara Argentina de Empresarios Mineros (CAEM) –comenta García–. Estamos convencidos de que hay que educar a la gente en el sentido de las ventajas que tiene la utilización de la minería, en qué productos recala y cómo las personas utilizan esos productos».
Calvetti sostiene que la Cámara está empujando el programa «Hacia una Minería Sustentable (HMS)». Esta iniciativa fija estándares internacionales de calidad y control para garantizar una actividad minera responsable. El HMS fue creado por la Asociación Minera de Canadá y plantea parámetros e instancias de control externo para las compañías mineras.
«El programa se presentó hace dos años y ya se comenzó a trabajar con una serie de protocolos de buenas prácticas mineras. Eso nos convertiría en el primer país en utilizarlo, porque el propio Canadá aún lo está trabajando», afirma Calvetti.

PROGRAMA

HMS

FIJA ESTÁNDARES INTERNACIONALES DE CALIDAD Y CONTROL PARA GARANTIZAR UNA ACTIVIDAD MINERA RESPONSABLE.

RECURSOS HUMANOS Y TECNOLOGÍA

En 2017, en el marco de un acuerdo entre el gobierno nacional, los sindicatos y las empresas, destinado a impulsar el desarrollo de Vaca Muerta, se firmó una adenda a los convenios colectivos de trabajo 637/11 y 644/12, vinculada con actividades dedicadas a la extracción de los hidrocarburos no convencionales en Neuquén. Aún queda, sin embargo, un camino a transitar para actualizar las normativas existentes, darles mayor claridad y adecuarlas a los escenarios tecnológicos y de trabajo actuales.
Según Calvetti, «hay que aceitar bien el acuerdo laboral. Es decir, darle otro marco, que no sea una adenda o un convenio colectivo sino algo más contundente, que tenga mayor fuerza, que pueda ser aceptada por todas las partes y que sea razonable». Es que la explotación convencional también necesita *aggiornarse*: actualmente un convenio colectivo de trabajo indica cuánta gente tiene que haber en un equipo de trabajo de perforación, y la realidad es que la tecnología ha avanzado tanto que ese número ha quedado desvirtuado, advierte el directivo de KPMG.
García retoma el concepto y asegura que «si se mejora la rentabilidad y la eficiencia, también se podrá incrementar la cantidad de equipos de trabajo y subir la productividad». «Creo que todavía hay mayores valores para capturar; en la medida en que se mejore la infraestructura, se desarrollen proveedores locales, se incremente la utilización de tecnología y se capacite a la gente, se va a ir ganando eficiencia», enfatiza.

< OP

Diego Calvetti.

“
MI MAYOR MIEDO ES QUE LA ARGENTINA SE QUEDE EN EL CAMINO DE LA REFORMA. QUE POR QUERER IR MUY RÁPIDO O MUY LENTO, NO LLEGUE A NINGÚN LADO.

INFLACIÓN

Sin duda, el incremento de los precios en la economía local es un tema central. «Aunque desde el gobierno nacional se está trabajando fuertemente para paliar uno de los temas que más impacta no sólo en la economía general, sino en la decisión de un inversor de traer sus operaciones a la Argentina, la inflación sigue siendo un parámetro importante a la hora de tomar decisiones», dice García.
El ejecutivo afirma que «se están implementando las políticas necesarias para reconquistar a los inversores. Pero hay que reconocer que la inflación los preocupa. Y si bien va bajando, y ojalá continúe en ese camino, lo hace en menor medida de lo establecido y lo esperado. Cuesta más porque hay un aumento de tarifas de gas y electricidad que estaban retrasadas y que se traslada a los precios. Es algo que preocupa. Argentina es uno de los países del mundo con alta inflación».
Aun así, García relativiza el impacto negativo. «La inflación debe ser evaluada sólo como una variable más, no como la definitiva para decidir una inversión. Hay que tomar todo como un combo. También hay que evaluar las políticas de estos años que apuntan a una estabilidad duradera, a crear marcos adecuados y sostenibles que no sean modificados tan seguido. Siempre cuando un inversor mira tiene en cuenta un todo, y Argentina está mejorando en todo».

INFRAESTRUCTURA Y *OFFSHORE*

Hay necesidad de mayor inversión en infraestructura, no sólo en lo referido a los requerimientos para explotar recursos no convencionales sino también en materia de distribución y transporte, logística, construcción en general, caminos y comunicaciones. «El gobierno está centrado en energía e infraestructura que, obviamente, son dos grandes pilares para movilizar toda la economía del país. En energía están los recursos no convencionales, las energías renovables y todo lo que va a disparar en algún momento, como por ejemplo, las áreas *offshore*. Casi todo esto está por desarrollarse, porque Vaca Muerta se encuentra en un primer estadio. En minería, el litio se está desarrollando. Y algunas provincias son muy mineras pero se hallan en una primera etapa, muy germinal. Hay una tendencia positiva hacia el cumplimiento de determinados requisitos», destacó García.
Calvetti advierte, sin embargo, que «mi mayor miedo es que la Argentina se quede en el camino de la reforma. Que por querer ir muy rápido o muy lento, no llegue a ningún lado. Hoy está todo bastante enfocado y el ambiente internacional es bastante propicio. No existe un viento de cola del boom de los *commodities*, pero tampoco hay viento de frente». ×

José Martínez de Hoz.

<

MARTÍNEZ DE HOZ & RUEDA

CON NOMBRE PROPIO

JOSÉ MARTÍNEZ DE HOZ ES UNO DE LOS ABOGADOS MÁS RECONOCIDOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA. CASI TODOS LOS GRANDES ASUNTOS DEL SECTOR PASARON POR SUS MANOS. A LOS 60, SE ANIMÓ A VOLVER A EMPEZAR: ÉL Y SU EQUIPO COMPLETO DEJARON ATRÁS PAGBAM, EL ESTUDIO QUE CO-FUNDÓ HACE 27 AÑOS, PARA FORMAR UNA NUEVA FIRMA, MARTÍNEZ DE HOZ & RUEDA. SU APUESTA POR VACA MUERTA.

Por Juan Manuel Compte

HAY OLOR A PINTURA FRESCA. Polvo, en la carpeta que cubre el piso, todavía sin alfombrar. Las paredes –alguna, recién levantada– están peladas, blancas, impolutas. El ventanal, con vista panorámica privilegiada del CCK, primero, y la Casa Rosada, hacia atrás, conserva, eso sí, los detalles dorados que tanto adoraba su más famosa dueña y que sus herederos pujaron –pujan– por conservar. Es el piso 19 de la torre Fortabat y José Alfredo Martínez de Hoz muestra las obras de la que será la sede del flamante Martínez de Hoz & Rueda. Recorre el espacio en el que estará su oficina. El mismo en el que supo estar la de la propia Amalia Lacroze de Fortabat.

Martínez de Hoz ya no usa la hache con la que solía rubricar su célebre apellido. La cedió a su hijo, que trabaja con él y, ahora, cambió esa letra por la ene –de nieto– que hasta ahora lo identificaba. Como si fuera un legado familiar, que se pasa de generación en generación. Es que, para la inmensa mayoría, ese nombre remite a su famoso padre, personaje emblemático del momento histórico que, como ministro de Economía de Jorge Rafael Videla, le tocó protagonizar.

Sin embargo, en la industria energética, la mención de «José Alfredo Martínez de Hoz» remite a él. Invariablemente. Recibido en la Universidad Católica (1980), con un máster en Derecho Comparado en la Escuela de Leyes de la Universidad de Illinois (1982), es uno de los abogados referentes para las empresas del sector. Sólo en el último año, preparó los contratos entre Total, YPF, Pan American Energy y Wintershall para desarrollar gas en Vaca Muerta, una inversión de u$s 1.150 millones hasta 2021. Venía de cerrar Bandurria Sur, el *deal* de *shale oil* entre la petrolera estatal y Schlumberger (u$s 390 millones). Asesora a la Corporación Financiera Internacional, el Banco Interamericano de Desarrollo y la Corporación Interamericana de Inversiones en el *Project Fiance* para los proyectos eólicos La Castellana (Bahía Blanca) y Achiras (Córdoba), cuyo *sponsor* es Central Puerto. También intervino en el arbitraje en el que la Cámara Internacional de Comercio condenó a YPF a indemnizar con u$s 500 millones a AES Uruguaiana Emprendimientos y Transportadora de Gas del Mercosur (2016), y obtuvo, para Exxon Mobil, un laudo a favor en el Ciadi, el tribunal del Banco Mundial, por u$s 200 millones (más intereses). Representó a GeoPark en un proyecto conjunto con PetroPerú y a WPX Energy, en el acuerdo de fusión y venta de Apco y Pluspetrol (u$s 294 millones). Participó en la venta de Apache a YPF (u$s 800 millones, en 2015). También, en el proyecto inicial de explotación de *shale* de la petrolera de control estatal con Dow (u$s 120 millones).

Su pluma se vio en la venta de Ultrapetrol a Southern Cross. Le dio letra a Edesur en los reclamos derivados del apagón de diciembre de 2013. Y San Antonio Resources lo contrató para vender sus filiales en Ecuador y Perú. Eso, al margen de ser uno de los engranajes clave de la maquinaria legal que montó Chevron para evitar la ejecución en la Argentina del embargo por la sentencia por contaminación ambiental que hay en su contra en Ecuador.

Eso, sólo por mencionar –apenas– los casos más relevantes en los que Martínez de Hoz y su equipo trabajaron en los últimos tres años.

Y «equipo», tal vez, sea la palabra clave. «Los clientes te siguen porque tenés un *team*», afirma. Explicación del porqué. En febrero, con 60 años cumplidos en septiembre, Martínez de Hoz se lanzó a la aventura de volver a empezar. Su salida de Pérez Alati, Grondona, Benites, Arntsen & Martínez de Hoz –«Pagbam», como se llamaba a la firma en la City– significó mucho más que quitarle la última letra a la sigla. Energía, históricamente, había sido una de las prácticas más reconocidas del estudio y, asunto no menor, uno de sus principales motores de facturación. Fue una decisión dura. No fácil. Le significó, en lo personal, dejar la firma que co-fundó hace más de 25 años. También disolvió el vínculo con sus –ahora– ex socios, un lazo gestado hace 40 años, cuando hicieron sus primeras armas en el extinto Klein & Mairal.

EL ESTUDIO

32

ABOGADOS QUE HARÁN M&A, IMPUESTOS, *CORPORATE*, *PROJECT FINANCE* Y LABORAL.

EM >

Equipo del estudio Martínez de Hoz & Rueda.

“
TENEMOS LA VISIÓN PUESTA EN VACA MUERTA, A MEDIANO Y LARGO PLAZO. TODOS LOS GRANDES JUGADORES DEL MUNDO YA ESTÁN ACÁ.

Pero, así como fue difícil, la partida resultó necesaria. «Teníamos dos visiones y proyectos distintos de estudios», refiere. El punto de discrepancia: cómo se encaraba la transición generacional, en particular, entre los fundadores y los socios o asociados jerarquizados que no percibían que la firma ya les diera oportunidades atractivas de crecimiento, ni de participación en decisiones clave para el futuro de la organización. «Llegó un punto en el que la opción era la diáspora», admite.
Esto perjudicaba, directamente, a uno de los principales activos de un estudio jurídico corporativo: la empatía con los clientes. «En las empresas, los gerentes hoy ya tienen la edad de ellos», devela el secreto de ese divino tesoro. Por eso, al haber convencido al 100% de su equipo para que se subiera a la travesía, también lo acompañaron las empresas con las que trabajaban. «El mensaje fue: '*business as usual*'. Preguntaban: '¿Sigue fulano?'. 'Sigue'. Lo mismo con sus asuntos. Les dijimos: 'Mañana todo sigue igual'. Sólo cambiaban la dirección física, el mail y la razón social a la cual facturar», describe.
Su *name partner* es Pablo Rueda, que trabaja desde hace 17 años a su lado. En total, migraron de Suipacha 1111 a Bouchard 680 32 abogados, a los que se sumarán tres incorporaciones ya confirmadas. En el divorcio, MHR se quedó con la oficina que Pagbam había abierto en Neuquén. Por supuesto, también con su gestor, Tomás Lannardone, el hombre «en el campo» de esa operación. No es una metáfora. «Para brindar buen servicio, hay que estar allá. Y, en Neuquén, se necesita de todo: hacer contratos, pero también abogados administrativistas y, sobre todo, laboralistas», describe la relevancia de estar en el territorio. «Tenemos la visión puesta en Vaca Muerta, a mediano y largo plazo. El país ya hizo una apuesta por el yacimiento. Todos los grandes jugadores del mundo ya están acá», refiere Martínez de Hoz.
El estudio, aclara, no es una boutique de energía. «Haremos M&A, impuestos, *corporate*, *project finance* y laboral», menciona. Sin embargo, reconoce la fortaleza que le da su *expertise*, su práctica más fuerte y reconocida en el mercado. Todavía tiene arbitrajes internacionales y pleitos pendientes de la década en la que la industria energética fue reparto de pérdidas. Sin ir más lejos, en marzo, estuvo un par de semanas en Washington, por un caso todavía en curso en el Ciadi. Pero Martínez de Hoz mira a futuro. Y, al respecto, en el sector, cambió diametralmente la naturaleza del trabajo jurídico. «Ahora es una tarea mucho más transaccional», celebra. ×

Chevron
Energía Humana®

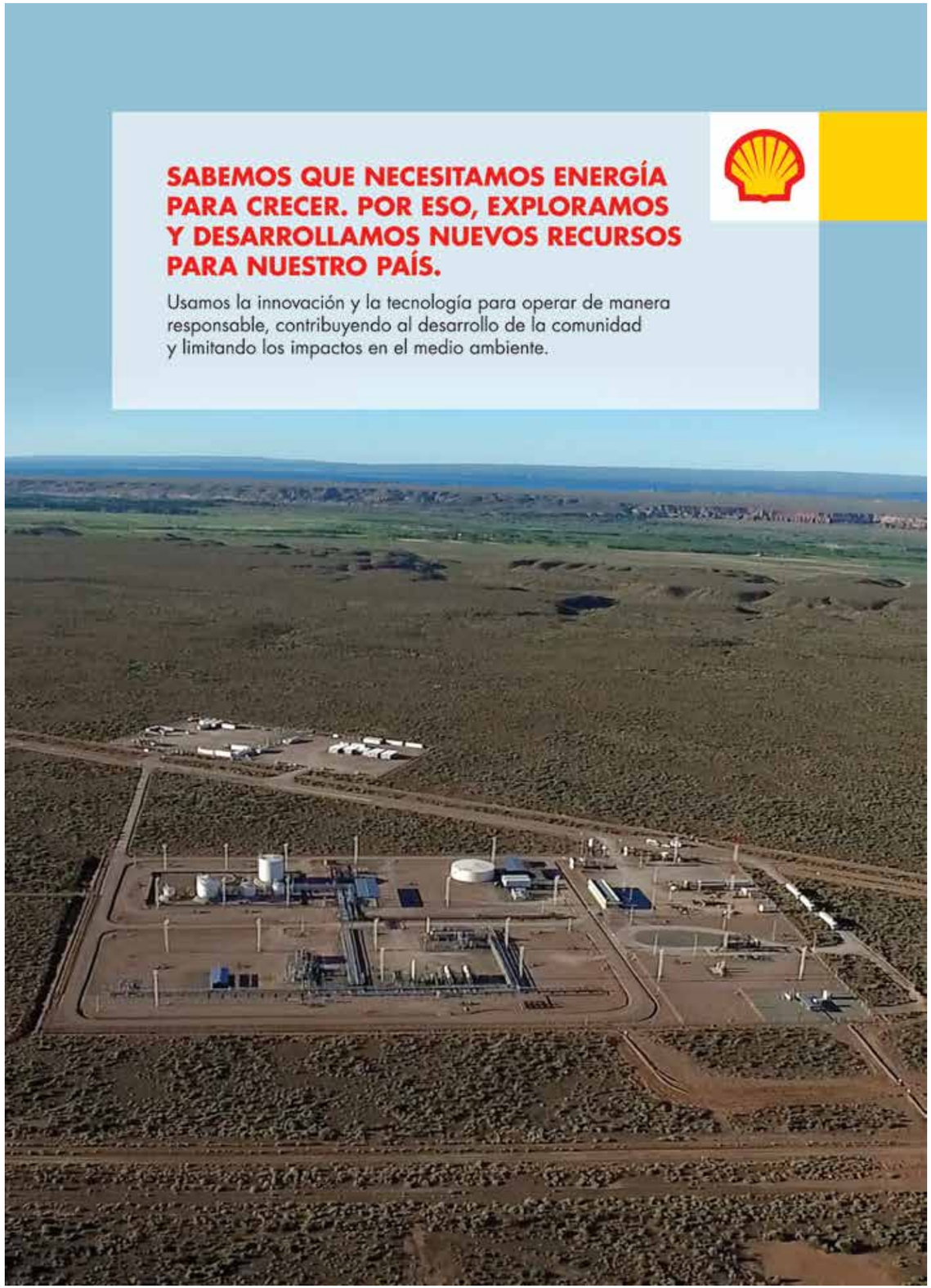
UNA EMPRESA DE TRANSPORTE
EN CONSTANTE MOVIMIENTO
CGS
Compañía General
de Servicios SRL

• Captación, acumulación y provisión de agua para fracturas convencionales y no convencionales.
• Transporte de cargas líquidas.
• Transporte de cargas generales con semiplayos.
www.cgs-srl.com.ar
Admin: Antártida Argentina 458, Neuquen Argentina - Base operativa: Parque industrial Añelo
(0299) 4481386 – 156377531 / servicios@cgs-srl.com.ar

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

AESA

aesa.com.ar



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