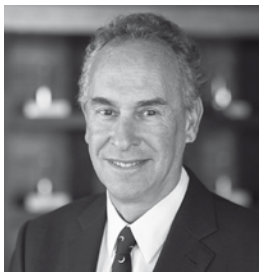
Miguel Gutiérrez
YPF



Marcelo Mindlin
Pampa Energía

Teófilo Lacroze
Shell

Mario Mehren
Wintershall

Carlos Ormachea
Tecpetrol

UNA PRODUCCIÓN DE ECONO**JOURNAL** —EDICIÓN BIMESTRAL / Nº 3 / AÑO 2 / **JUN. 2018**

TRAMA

VISIÓN DE PROTAGONISTAS

#3

ESPECIAL ***B-20***

Vaca Muerta vs Permian

El redespertar de Metrogas

La segunda ola de Vestas en la Argentina

LA GRAN OPORTUNIDAD

VACA MUERTA TIENE EL POTENCIAL DE SER EL MOTOR DEL DESARROLLO ECONÓMICO. EL MUNDO BUSCA GAS Y LA ARGENTINA LO TIENE. PERO LA EXISTENCIA DEL RECURSO ES, APENAS, UN PUNTO DE PARTIDA. LA NECESIDAD DE UN CAMBIO DE PARADIGMA Y DE UN DESARROLLO MASIVO DEL RECURSO.

Fortín de Piedra, el mayor desarrollo de gas en Vaca Muerta

wintershall

A subsidiary of
BASF – We create chemistry

40 AÑOS

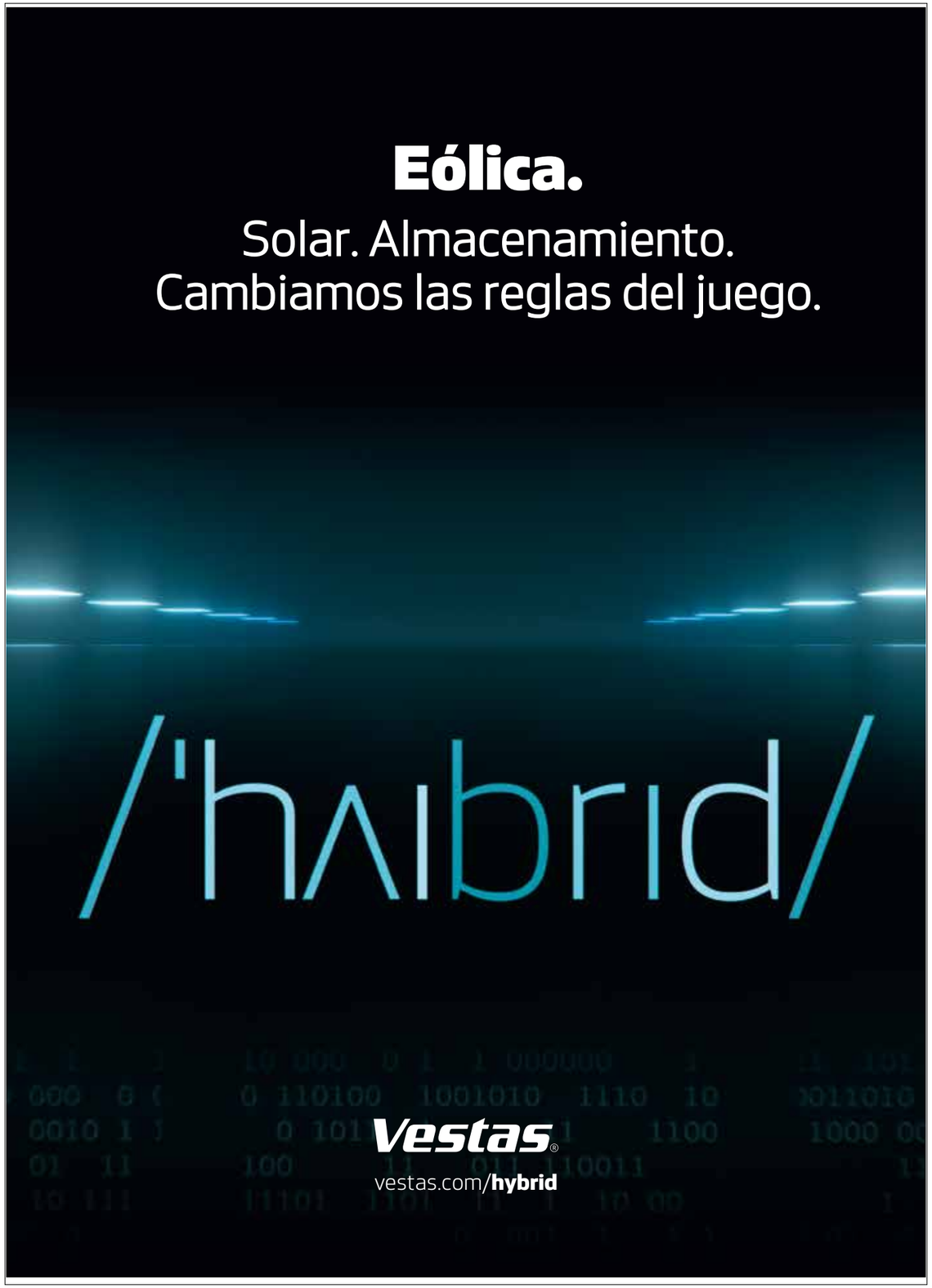
CONTRIBUYENDO AL DESARROLLO

ENERGÉTICO DE LA ARGENTINA

40
AÑOS
Wintershall Energía

WÄRTSILÄ
EFICIENCIA ENERGÉTICA
SMART POWER GENERATION
FLEXIBILIDAD DE COMBUSTIBLE
FLEXIBILIDAD OPERATIVA
Soluciones multi-fuel
ASEGURANDO EL SUMINISTRO DE ENERGÍA
CENTRAL Termoeléctrica Parque Pilar
Buenos Aires, Argentina
wartsila.com/energy
Cliente..... Pampa Energía S.A.
Tipo..... Carga base - Pico de carga
Equipos ..... 6 x Wärtsilä 18V50DF
Potencia..... 100 MW
Combustible..... Gas Natural, Gasoil, y Fuel Oil
Alcance..... EPC - Full O&M
Entregada..... 2017
Wärtsilä Argentina S.A. | +54 11 4555-1331 | info.argentina@wartsila.com

Cada año
llegamos a más
y más hogares
Durante el presente año,
a través de nuestras obras,
llevamos nuestro servicio
a miles de nuevas familias
que ya disfrutan del gas natural
en sus hogares.
gasNatural
fenosa
Hecho y dicho


Eólica.
Solar. Almacenamiento.
Cambiamos las reglas del juego.
/ˈhʌɪbrɪd/
Vestas
vestas.com/hybrid

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.gennela.com.ar
Gennela
La vida es energía

AXION energy
AXION
AXION energy
PROTECH
Limpia los inyectores
Reduce la fricción
Protege tu motor
Recupera la potencia
LA MÁS ALTA CALIDAD
EN COMBUSTIBLES
Para más información ingresar en:
www.axionenergy.com

Araucaria Energy

Av. Del Libertador 498, 15th floor, Buenos Aires, Argentina -
T +54 11 52520303 - Ext 9258 - e-mail: maria.costa@araucap.com

INGENIERIA SIMA

www.sima.com.ar

Seguridad, Calidad y Eficiencia en Petróleo & Gas

GRUPO ALBANESI

ENERGIA A SU ALCANCE

www.albanesi.com.ar

TRAMA

Nº 3 JUNIO 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
Sabrina Pont
Lucas Lufrano
Cristian Navazo

Fotografía
Daniela Demelio

Corrección
Pablo Valle

Comercialización
econojournal@econojournal.com.ar

Impresión
New Press Grupo Impresor S.A.
Paraguay 264 (1870) Avellaneda
Bs.As.
+54 11 42089767

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

BIENVENIDOS A TRAMA

HACIA ADELANTE

La coyuntura energética no da tregua. A las puertas del invierno, la discusión tarifaria continúa al tope de la agenda. Y desarmar el atraso de los precios de los combustibles originado por la brusca devaluación de la moneda será uno de los grandes desafíos para el segundo semestre del año. Sin embargo, pese a las urgencias del hoy, el Gobierno no debe perder de vista el largo plazo. Al contrario, es momento de fundar las bases que apuntalen el crecimiento del sector energético en las próximas décadas.

La última reunión del B20 –el grupo de empresarios de países que integran el G20–, realizada en París, arrojó una visión mayoritaria entre los asistentes: el desarrollo de Vaca Muerta, y fundamentalmente del gas natural, representa una oportunidad única para la Argentina. No sólo por su potencial en el área energética. También para impulsar el desarrollo industrial de sectores estratégicos como la petroquímica y la siderúrgica. Y por su impacto positivo en la balanza comercial del país.

Revista TRAMA publica en esta edición una entrevista con los referentes argentinos del *Task Force* de Energía del B20, como Miguel Ángel Gutiérrez, Marcelo Mindlin, Hugo Eurnekian y Teófilo Lacroze. A ellos se suma Daniel Redondo, secretario de Planeamiento Energético y coordinador del Ministerio de Energía ante el G20. Todos destacan el rol que puede jugar el gas natural como combustible de la transición hacia las energías limpias. De origen fósil, pero mucho menos contaminante que el carbón y el petróleo, el fluido es el corazón de la matriz energética argentina. Esa visión extendida funciona, apenas, como un punto de partida para encarar el desafío enorme y ambicioso: la creación de un mercado regional del gas que capte la producción incremental de Vaca Muerta y de otros *plays* subexplotados de la Argentina. ¿Qué interacción público-privada se precisa para avanzar en esa dirección? ¿En qué plazos podría concretarse? ¿Alcanza con el impulso de las empresas o el Estado debe motorizar el desarrollo? Son algunas de las preguntas que se plantean en esta edición y que sólo tendrán respuesta si, como sociedad en su conjunto, logramos elevarnos de la coyuntura y mirar hacia adelante con claridad.

Marcela González
Directora

Nicolás Gandini
Director Editorial

LA GRAN OPORTUNIDAD

VACA MUERTA, DE LA EXPECTATIVA A LA REALIDAD

EL YACIMIENTO NO CONVENCIONAL DE NEUQUÉN TIENE EL POTENCIAL DE SER EL MOTOR QUE EMPUJE A LA ARGENTINA HACIA SU DESARROLLO ECONÓMICO. EL MUNDO BUSCA GAS Y LA ARGENTINA LO TIENE. PERO LA EXISTENCIA DEL RECURSO ES, APENAS, UN PUNTO DE PARTIDA. POR QUÉ, TODAVÍA, ES MÁS EXPECTATIVA QUE REALIDAD. LAS INCÓGNITAS A DESPEJAR. LA NECESIDAD DE UN CAMBIO DE PARADIGMA Y DE UN DESARROLLO MASIVO DEL YACIMIENTO. LOS PROYECTOS EN MARCHA Y LOS QUE VENDRÁN.

Por Nicolás Gandini

NDT >

EL CIMBRONAZO CAMBIARIO que sacudió a la Argentina desde mediados de abril reavivó el debate en torno a un viejo limitante estructural de la economía vernácula: la restricción externa que durante décadas atenta contra el desarrollo sostenido del país. Si el diagnóstico económico del Gobierno fue excesivamente fiscalista, el abultado déficit de cuenta corriente, que equivale a cinco puntos del PBI y derivó en una devaluación del peso superior al 25%, reinstaló en la agenda la incapacidad de la Argentina para solucionar la ausencia cíclica de dólares en pos de sostener el crecimiento.

El sector energético juega un rol protagónico para desmenuzar ese verdadero Talón de Aquiles. Salvo honrosas excepciones, la energía es un insumo estratégico en cualquier economía que se pretenda competitiva. Pero también, en el caso argentino, fue hasta mediados de la década pasada un importante generador de divisas por una doble vía: a) como motor de inversiones extranjeras en los segmentos de *Oil & Gas* y generación de electricidad; y b) por las exportaciones de gas, productos petroquímicos y otros derivados del crudo que, en conjunto, reportaban cuantiosos dólares para la economía (hasta 2006, el sector energético fue superavitario en términos comerciales).

El desafío hoy es recuperar esa senda. Si se pretende superar la restricción externa –o, al menos, mejorar ese desequilibrio estructural–, la producción de hidrocarburos, y en especial de gas, debe crecer de forma sustancial. La opinión mayoritaria de la industria destaca la existencia de recursos en el subsuelo para elevar la producción del fluido hasta niveles récord. Los recursos no convencionales en Vaca Muerta, una de las formaciones de roca generadora de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina, y campos subexplotados de otros *plays* como los de la Cuenca Austral, tanto *onshore* como *offshore*, alimentan esa mirada extendida.

Sin embargo, lejos de funcionar como un bálsamo, la existencia de recursos hidrocarburíferos es apenas un punto de partida y un disparador de una multiplicidad de interrogantes hoy todavía sin respuesta. ¿Podrá la Argentina traccionar las inversiones para explotar de forma económicamente rentable esos recursos de petróleo y gas que hoy configuran una oportunidad –por ahora sólo una oportunidad– de cara a los próximos 20, 30 ó 40 años? ¿Cómo transmitir, tras 15 años de intervencionismo estatal e incumplimiento de marcos regulatorios, confianza entre los inversores internacionales para que empresas *major* e independientes se animen a solventar, ya no sólo proyectos iniciales en Vaca Muerta por 10 ó 15 pozos, sino también grandes proyectos de desarrollo masivo por 150 ó 200 pozos? Si el país produce alrededor de 120 millones de metros cúbicos (MMm³/d) de gas, ¿cómo construir un nuevo mercado local y regional que permita incrementar un 40% ó 50% esa producción? ¿Cómo dinamizar una agenda de integración con Brasil, Chile, Bolivia y Uruguay para viabilizar la explotación de gas en Vaca Muerta y otros *plays* gasíferos? ¿Qué rol debe jugar el Estado en ese proceso? ¿Debe limitarse a establecer las reglas de juego y las condiciones regulatorias o debe tomar un mayor liderazgo aprovechando el control de YPF, la empresa con más acreaje en Vaca Muerta, e incentivar activamente la llegada de nuevos actores a la Argentina? ¿Es suficiente con el impulso de los privados o el objetivo es de tal magnitud que requiere planificación, intensidad y creatividad por parte del sector público? La coyuntura agudiza también otras preguntas incómodas: ¿Cómo impactará la devaluación del peso en la reorganización tarifaria que trazó el Ministerio de Energía? ¿Podrá el Gobierno transferir a tarifas el salto de la cotización del dólar? ¿Cuál es la relación que existe entre los cuadros tarifarios del gas y electricidad y la explotación de recursos hidrocarburíferos en Vaca Muerta? ¿Es viable desarrollar los yacimientos no convencionales sin transferir a las tarifas residenciales el costo de oportunidad del gas?

CAMBIO DE PARADIGMA

La lista de interrogantes se despliega sin esfuerzo cuando se piensa en el desafío de encarar una nueva era energética en la Argentina. Si el paradigma originado en la explotación de grandes yacimientos convencionales de petróleo y gas descubiertos en las décadas del 60, 70 y 80 –como Loma La Lata, Chihuido de la Sierra Negra, Ramos, Aguada Pichana y Los Perales, entre otros– está agotado, lo que hay en juego es, ni más ni menos, la configuración de un nuevo mapa energético en el país. Una nueva fisonomía que se materialice a partir de la explotación de cuatro o cinco grandes proyectos de *shale gas* de Vaca Muerta en forma simultánea y en continuado (hoy sólo existe uno en manos de Tecpetrol en Fortín de Piedra); la explotación de petróleo y gas en horizontes subexplotados, como la Cuenca Austral o el *offshore* del Golfo San Jorge; la industrialización de parte de esa oferta incremental en nuevas plantas petroquímicas –o ampliaciones de las ya existentes–; y la reconversión de la Argentina, hoy un importador neto de energía, en un exportador de petróleo, gas y derivados.

La oportunidad es real. Pero requiere un salto cuantitativo de la producción de gas que sólo ocurrirá si las petroleras avanzan con el desarrollo masivo de Vaca Muerta. «Son varias las empresas del polo petroquímico que están evaluando la ampliación de sus plantas, pero necesitan garantizarse el abastecimiento del hidrocarburo a mediano y largo plazo», señala Marina Dal Poggetto, directora ejecutiva de Estudio Bein y una de las economistas que más tiempo dedicó los últimos años a desentrañar la problemática energética del país.

En ese sentido, el diagnóstico para la Argentina se espeja con el

“ SON VARIAS LAS EMPRESAS DEL POLO PETROQUÍMICO QUE ESTÁN EVALUANDO LA AMPLIACIÓN DE SUS PLANTAS, PERO NECESITAN GARANTIZARSE EL ABASTECIMIENTO DEL HIDROCARBURO A MEDIANO Y LARGO PLAZO. —MARINA DAL POGGETTO

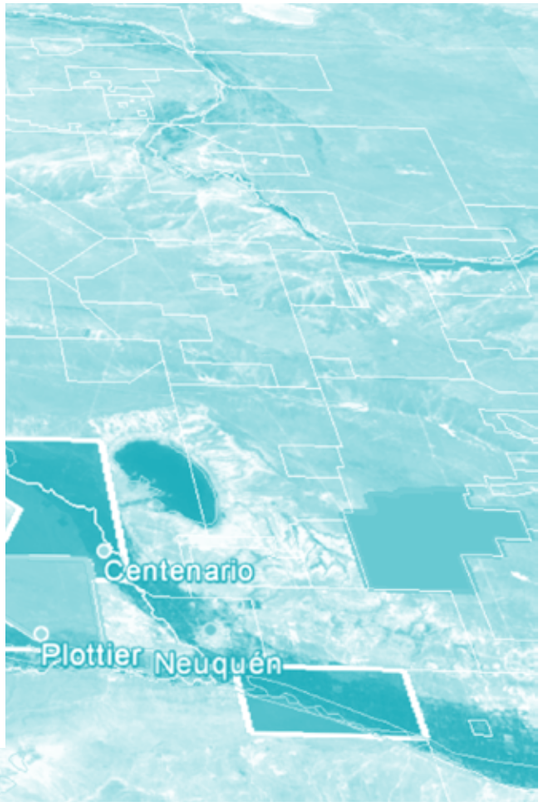
—
XX

+

Proyectos no convencionales de gas

Resolución 46

Concesión	Operador	Tipo de Proyecto	Estado	Observaciones
Fortín de Piedra	Tecpetrol	Shale	Concedido	Pago preliminar del mes de enero
Aguada Pichana Este	Total	Tight y Shale	Concedido	Sin producción en enero y febrero
Rincón de la Ceniza	Total	Shale	Concedido	Pago preliminar del mes de enero
Campo Indio Este/El Cerrito	CGC	Tight	Concedido	Pago preliminar del mes de enero
Estación Fernández Oro	YPF	Tight	Concedido	Esperando volúmenes de producción para calcular pago
La Ribera I y II	YPF	Shale	Concedido	Esperando volúmenes de producción para calcular pago
Aguada Pichana Oeste/ Aguada de Castro	PAE	Shale	Evaluación	
Huincul (3 concesiones)	YPF	Tight	Evaluación	
El Orejano	YPF	Shale	Evaluación	
Aguada de la Arena	YPF	Shale	Evaluación	
Río Neuquén	YPF	Tight	Evaluación	
Agua del Cajón	Capex	Tight	Evaluación	
Centenario Centro	Pluspetrol	Tight	Evaluación	
Loma Negra	Capex	Tight	Stand by	
Las Tacanas	YPF	Shale	Stand by	
Cerro Las Minas	YPF	Shale	Stand by	
Rincón del Mangrullo	YPF	Tight y Shale	Stand by	
La Calera	Pluspetrol	Shale	Evaluación	
Punta Senillosa	Tecpetrol	Tight	Evaluación	



Pablo Bizzotto - YPF

Juan José Aranguren – Ministro de Energía de la Nación

Daniel De Nigris - ExxonMobil

Germán Macchi – Pluspetrol

James Blaine - XTO Energy

Danny Massacese - PAE

que trazan los mayores animadores del concierto internacional. No en vano uno de los ejes programáticos del G20 y del B20, el espacio multilateral de empresarios de los principales 20 países del planeta, postula la preponderancia del gas como combustible de la transición, como puente entre los carburantes contaminantes de origen fósil, como el petróleo y el carbón, y el mundo de las energías limpias renovables, como la eólica y la fotovoltaica.
La Argentina –coinciden empresarios y especialistas del sector petrolero– está en condiciones de transitar esa hoja de ruta: cuenta con recursos gasíferos abundantes que aún no ha explotado. Debe resolver, sin embargo, un aspecto no menor y determinante: cómo producirlos de forma rentable en las actuales condiciones de precios de los hidrocarburos. La variable temporal también entra en escena: si la meta es poner en valor el gas de Vaca Muerta para las dos o tres décadas, el punto de partida para construir una plataforma consistente de crecimiento es hoy. Se trata, como dicen los sajones, de no perder la oportunidad ni el momento. *Don't lose the momentum*.

PUNTO DE PARTIDA

Los próximos dos o tres años marcarán el pulso del mediano y largo plazo. El Ministerio de Energía, que encabeza Juan José Aranguren, ya pre-aprobó 18 proyectos no convencionales de gas en la Cuenca Neuquina (16 en Neuquén y dos en Río Negro) y uno en la Cuenca Austral. Nueve apuntan a la producción de *shale gas* desde Vaca Muerta, ocho a extraer *tight gas* y dos a explotar un mix entre ambos, según una presentación del Ministerio de Energía a la que accedió *Revista TRAMA*.
Seis proyectos están aprobados: Fortín de Piedra, un proyecto de desarrollo de Tecpetrol que contempla la perforación de 150 pozos de *shale gas* con una inversión de u$s 2.500 millones; Aguada Pichana Este, donde la francesa Total perforará 20 pozos horizontales; Estación Fernández Oro (EFO); Campo Indio Este-El Cerrito; Rincón de la Ceniza y La Ribera I y II.
Los 19 proyectos relevados por el Ejecutivo aportarán una oferta adicional de gas de 26 millones cúbicos diarios (MMm³/d) de gas en 2021. La proyección es llegar, a fines de ese año, a una producción no convencional de gas de alrededor de 50 MMm³/d, el doble que la actual. «Hoy se extraen 11 MMm³/d de *tight gas* y casi 15 MMm³/d de *shale gas*. Para mediados de junio, vamos a finalizar la aprobación de 11 proyectos más», detalla Aranguren ante ejecutivos de empresas petroleras que participaron del seminario '*Vaca Muerta: Getting ready for the full development*', organizado en mayo por el IAPG en Houston.
El Gobierno argentino creó un programa para incentivar la inversión en campos no convencionales de gas. Las Resoluciones 46 y 419 del Ministerio de Energía establecieron un esquema de estímulo que prevé el pago de un precio diferencial para la oferta incremental desde yacimientos no convencionales. El Gobierno garantizó a los productores que por esa producción *premiada* cobrarán –a través de subsidios directos del Estado– u$s 7,50 por millón de BTU en 2018; u$s 7 en 2019; u$s 6,50 en 2020; y u$s 6 en 2021.
«Establecimos compensaciones decrecientes porque creemos que en el período 2018 y 2021 el precio del gas en el mercado argentino irá en aumento», explica Aranguren.
La iniciativa no estuvo exenta de polémica. En un primer momento, las petroleras que iniciaron el desarrollo de Vaca Muerta –YPF, Total, Wintershall y Pan American Energy (PAE)– interpretaron

que la Resolución 46/2017 subsidiaría toda la oferta de gas proveniente de campos no convencionales. Sin embargo, la Resolución 419, que fijó la letra chica del programa, estableció una curva base de producción no convencional (la extracción promedio entre julio de 2016 y junio de 2017) que no está beneficiada por aportes del Estado. Sólo se subvenciona a la oferta adicional que esté por encima de ese piso.

EXPECTATIVA

Esa tensión con los cuatro principales productores de gas del país parece haberse descomprimido. Pero el interrogante central sigue siendo el mismo: ¿Llegarán a materializarse los 19 proyectos relevados por el Ministerio de Energía? ¿Se concretarán las inversiones planificadas o se postergarán en el tiempo a la espera de mejores condiciones de mercado?
De concretarse, los emprendimientos movilizarán desembolsos por u$s 6.950 millones entre 2018 y 2021. Sin embargo, aún no hay suficientes elementos contundentes a la mano para afirmar que eso será así. De hecho, el propio Aranguren admitió que de los 19 proyectos presentados ya hay cuatro que están en *stand by* a la espera de nuevas actualizaciones.
La foto del hoy muestra que, hasta el momento, existen cuatro áreas en *full development* en Vaca Muerta: una de *shale oil* en Loma Campana, que es explotada por YPF y Chevron, y tres de *shale gas* en El Orejano (YPF), Aguada Pichana Este (Total) y Fortín de Piedra (Tecpetrol).
El ritmo del desarrollo dependerá, en buena medida, de lo que haga YPF, la petrolera controlada por el Estado. Es lógico: es el mayor operador de campos *shale* fuera de EE.UU., con una producción de 110.000 barriles de petróleo equivalente diario (boe/d). La compañía está enfocada en la reducción del costo de desarrollo en Vaca Muerta. Un pozo horizontal *geonavegado* con una rama horizontal de más de 2.000 metros le cuesta u$s 12,6 millones por cada boe desarrollado. La apuesta es llegar a los u$s 10 millones en 2019.
YPF lleva invertidos en u$s 8.500 millones en Vaca Muerta. «Estamos llevando los pozos al límite técnico de los equipos, perforando 2.600 metros de rama lateral. En Loma Campana acabamos de perforar un pozo récord de 3.200 metros de rama lateral, en apenas 16 días», destaca Pablo Bizzotto, VP de *Upstream* de YPF, durante su presentación en el VIII Seminario Estratégico de la Asociación de Ingenieros en Petróleo (SPE), organizado en Buenos Aires. «Prevemos un incremento de la actividad, con 11 equipos de perforación activos en Vaca Muerta durante 2018. En Loma Campana, pasaremos primero de 3 a 4 (unidades de *drilling*) y luego de 4 a 5», asegura el directivo, antes de agregar: «Tenemos que destrabar los costos logísticos. Mejorar el costo de la arena es un tema pendiente, porque estamos muy lejos de los valores que se manejan en EE.UU. Hoy pagamos u$s 220 por tonelada, de los cuales u$s 100 se los lleva el transporte».
Bizzotto precisó el porfolio de proyectos de transporte y *facilities* que desarrollará YPF en Vaca Muerta. En conjunto, prevé desembolsar u$s 25 millones para ampliar su planta de tratamiento de Loma Campana; invertir u$s 150 millones para construir una nueva planta de tratamiento en las áreas La Amarga Chica y Bandurria y tres nuevos oleoductos por u$s 180 millones: Señal Cerro Bayo-Puesto Hernández (u$s 50 millones); Medanito-Señal Puerto Bayo (u$s 65 millones) y Lago Pellegrini-Medanito (u$s 65 millones).

CASO POR CASO

PAE, la segunda petrolera de la Argentina, opera cinco áreas en Neuquén y cuenta con participación en otras dos. La petrolera controlada por BP y Bridas lanzó el año pasado un proyecto piloto de *shale oil* en el bloque Bandurria Centro, donde está construyendo una planta de producción temprana (EPF, por sus siglas en inglés). En ese campo, acaba de perforar un primer pozo para testear la producción de *tight gas*. En Lindero Atravesado el proceso es inverso: PAE invirtió más de u$s 800 millones entre 2012 y 2017 para desarrollar *tight gas* y este año colocará un primer pozo horizontal de *shale oil* en la formación Vaca Muerta. La petrolera mejoró un 50% el costo por pozo desde julio de 2013 a la fecha. En tanto que desde el año pasado optimizó casi un 20% el tiempo de construcción de un pozo (de un promedio de 41,6 a 34,8 días) y bajó un 15% el costo de perforación: de u$s 5,4 a 4,8 millones.
«Con grata sorpresa, por los buenos niveles de extracción, acabamos de poner un segundo pozo en producción en Aguada Pichana Oeste. Y empezamos a fracturar el tercero. Dentro de un par meses esperamos producir 1 MMm³/d de gas en un área donde no teníamos desarrollo», afirma Danny Masaccesse, COO de PAE. «Vemos una actividad creciente y una mayor demanda de servicios. Estamos en la dirección correcta, pero debemos seguir mejorando la eficiencia, hay muchísimo por hacer, recién estamos empezando a recorrer la curva de aprendizaje. Es en una etapa muy temprana, no hay soluciones mágicas, sino realísticas. El esfuerzo debe estar dirigido a que los operadores, contratistas y *suppliers* trabajen de manera mancomunada», añade el directivo.
La cautela es compartida por la mayoría de las petroleras presentes en Vaca Muerta. Advierten que aún hay terreno para avanzar en materia de productividad laboral. Gabriela Prete, *country manager* de Schlumberger, indicó que el objetivo, para el corto plazo, es realizar un promedio de 5,5 etapas de fractura por día. La media actual está por debajo de las cuatro, la mitad de las que se concretan en Norteamérica. «La adenda (al convenio colectivo de trabajo de Neuquén, firmada en enero de 2017) sirvió, pero no es

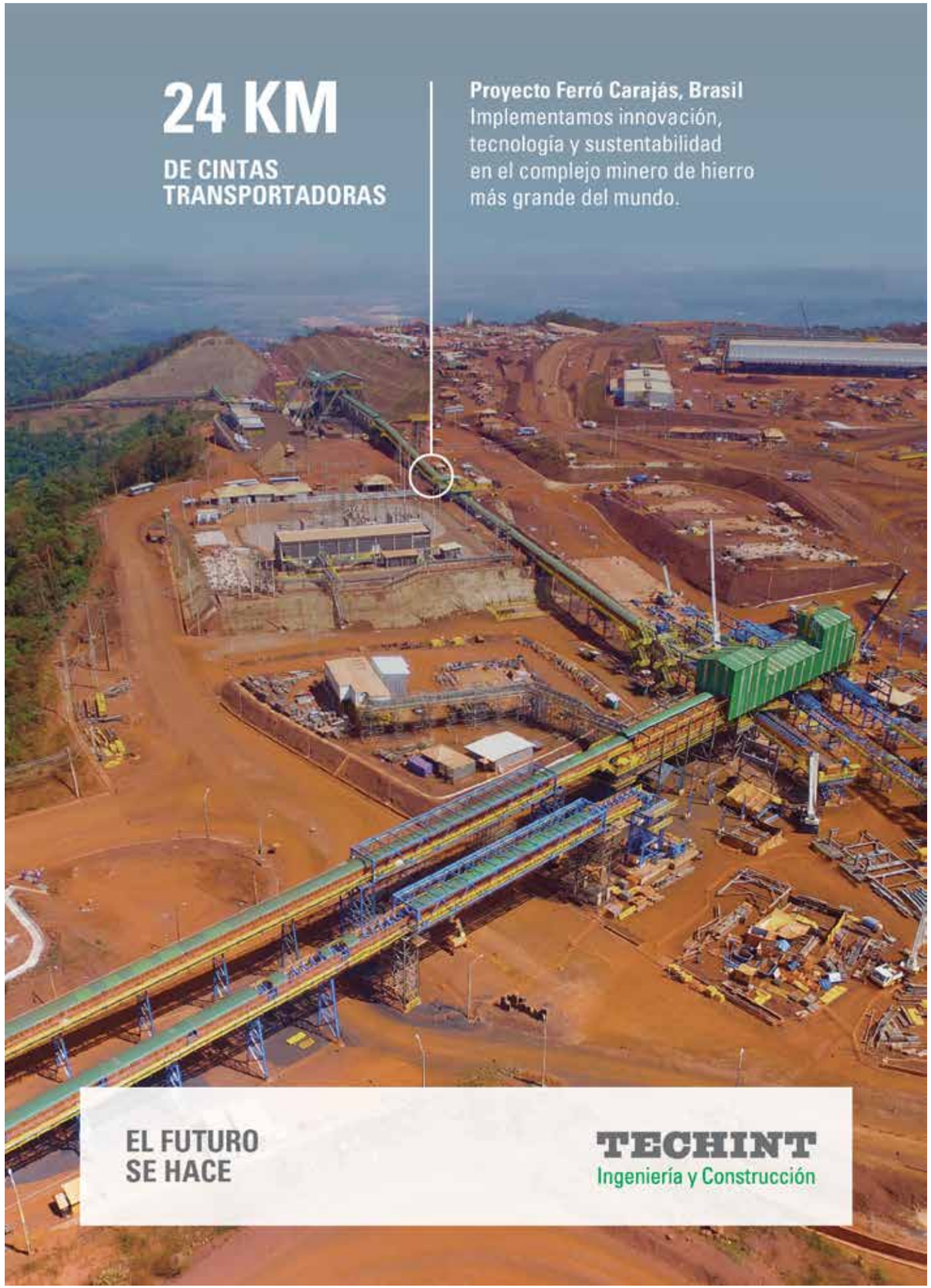
+
Proyectos no convencionales de gas
Estadísticas

Proyectos no convencionales de gas	2018	2019	2020	2021	Total
Producción de gas (en MMm³/d)	25	36	43	50	
Subsidios del Estado (en MMu$s)	640	380	20	10	1.050
Producción de Shale Gas (en MMm³/d)	15	24	29	35	
Producción de Tight Gas (en MMm³/d)	10	12	14	15	
Inversiones (en MMu$s)	**1.940**	**1.820**	**1.670**	**1.500**	**6.930**

suficiente. Tenemos un montón de ineficiencias. Si no entendemos que éste es un negocio de ganancias marginales, que nadie se lleva más que el otro, estamos complicados», reforzó Masaccesse.
En ese escenario aún incierto coexisten, sin embargo, emergentes empíricos que habilitan una mirada optimista. Por caso, Shell, una de las tres mayores petroleras del planeta, evalúa duplicar y hasta duplicar su nivel de actividad en Vaca Muerta para el año que viene. La petrolera anglo-holandesa definirá en los próximos meses su plan de trabajo en la Cuenca Neuquina para 2019.
Laurens Gaarenstroom, gerente general de la unidad de No Convencionales Argentina de Shell, adelantó desde Houston, en diálogo con *Revista TRAMA*, que la operadora podría perforar entre 20 y 30 pozos en Vaca Muerta en 2019. Este año la compañía perforará unos 10 pozos en la formación.
Si el directorio de la compañía aprueba pasar a desarrollo comercial tres áreas en Neuquén –Sierras Blancas, Cruz de Lorena y Águila Mora–, esa cantidad de pozos, a la que hay que agregar la inversión necesaria para ampliar las instalaciones de superficie en los campos, demandará un desembolso de Shell superior a los u$s 300 millones el año que viene.
«Veo más adelantado el desarrollo de Vaca Muerta. Observamos muy buenos resultados en nuestro piloto, donde inauguramos una planta el año pasado. Cada pozo que perforamos está en línea con nuestras expectativas. Estamos muy cerca, en unos meses, de tomar la decisión de ir por el proceso de desarrollo», explica Gaarenstroom. Shell está ampliando su planta de Producción Temprana para procesar 12.000 bbl/d de *shale oil* en Neuquén. En tanto que prevé lanzar la construcción de una segunda planta para sumar otros 30.000 barriles diarios de capacidad de tratamiento.

ESPALDARAZO OPTIMISTA

Si la decisión de Shell es afirmativa, sería la primera petrolera *major* en lanzar un gran proyecto de cero en Vaca Muerta. Hasta el momento, las únicas petroleras que encararon grandes desarrollos comerciales en la formación no convencional tienen una pata local: YPF, controlada directamente por el Estado, que lanzó Loma Campana (*shale oil*) y El Orejano (*shale gas*); y Tecpetrol, brazo petrolero del grupo italo-argentino Techint, en Fortín de Piedra. La francesa comprometió la perforación de 20 pozos de *shale gas* en Aguada Pichana, un área que lleva décadas en explotación y cuenta con capacidad ociosa de tratamiento y transporte en superficie. «Estamos evaluando extender una fase de desarrollo adicional en Aguada Pichana Este, pero la decisión aún no está tomada», admite Michel Le Vot, vicepresidente de Geociencias de Total, en el seminario organizado por el IAPG en Houston. La petrolera francesa perforará, además, tres pozos entre 2018 y 2019 en las áreas La Escalonada y Rincón de la Ceniza, y prevé construir una EPF para procesar gas y condensados.
La expectativa también está depositada en lo que hará ExxonMobil, la mayor petrolera privada del planeta, que el año pasado transfirió el desarrollo de sus áreas en Vaca Muerta a su subsidiaria XTO Energy, una de las grandes animadoras del mercado *shale* en EE.UU. La compañía mantuvo el bajo perfil y difunde su plan de trabajo con cautela. En Houston, James Blaine, *Project Executive* de XTO Energy, graficó la evolución de los pozos colocados en Vaca Muerta. Así, mientras el pozo BdC.x-2(h), perforado en 2013 con 10 fracturas y una rama lateral de 1.000 metros, acumuló en sus primeros 120 días una producción de 86.369 barriles equivalentes de petróleo (boe), el pozo BdC.4(h) –realizado en 2017 con 36 fracturas y una extensión horizontal de 2.500 m– acumuló 116.819 boe. Es decir, un 38% más.
ExxonMobil perforó hasta ahora seis pozos en Bajo del Choique; 5 en Pampa de las Yeguas, donde además está construyendo *facilities* de superficie; y está encarando la producción inicial de 10 pozos perforados en Los Toldos, donde además está construyendo instalaciones asociadas.
«En Pampa de las Yeguas perforamos el primer *pad* en la Cuenca Neuquina con tres pozos de 3.000 metros de lateral. En el último pozo tratamos de igualar la performance de EE.UU. con más de 3.200 metros de extensión lateral», comenta Daniel De Nigris, *country manager* de ExxonMobil en la Argentina.
Pluspetrol, tercera petrolera del país, con más de 316.000 acres concesionados en Vaca Muerta, también tiene en carpeta un proyecto ambicioso en La Calera, donde acaba de perforar un primer pozo de 1.500 metros de rama lateral que está siendo testeado. La compañía perforará nueve pozos en una primera fase de producción temprana de bloque. Luego, prevé perforar 200 pozos horizontales de entre 2.000 y 3.000 metros con hasta 40 etapas de fractura cada uno. El proyecto recién está en una instancia germinal: alcanzará un pico de producción de 13,9 MMm³/d de *shale gas* en 2029. Son cifras similares a las que pretende alcanzar Tecpetrol en Fortín de Piedra. La iniciativa contempla también un máximo de 3,4 MMm³/d de condensados en 2025.
«El pozo en La Calera superó nuestras mejores estimaciones, ya que nos estaría dando una EUR de 8,6 BCF de gas y 470.000 barriles de petróleo. Con estos valores, estamos calculando que La Calera tendría 3,3 TCF y más de 100 millones de barriles en una sola capa», precisa Germán Macchi, *country manager* de Pluspetrol.
«Los resultados nos colocan en una situación entusiasta de lanzar el piloto lo antes posible», agrega, en el marco del seminario de la SPE. ×



ESTUDIO COMPARATIVO

CÓMO SE DESCOMPONE LA COMPETITIVIDAD DE VACA MUERTA FRENTE AL PERMIAN DE EE.UU.

—

UN ESTUDIO AL QUE ACCEDIÓ *REVISTA TRAMA* EXPLICA EN DETALLE POR QUÉ VACA MUERTA ES MENOS COMPETITIVA QUE PERMIAN, LA FORMACIÓN *SHALE* QUE MÁS INVERSIONES RECIBIÓ EN LOS ÚLTIMOS DOS AÑOS. CÓMO IMPACTA LA MAYOR CARGA TRIBUTARIA QUE SE COBRA EN LA ARGENTINA EN EL DESARROLLO DE LOS CAMPOS NO CONVENCIONALES DE NEUQUÉN. MEJORAS EN EL DISEÑO DE POZO, MÁS OFERTA DE SERVICIOS Y OPTIMIZACIÓN DE LA EFICIENCIA LABORAL, LAS CLAVES PARA REDUCIR LOS COSTOS EN NEUQUÉN.

—

Xx

+

Diferencia de costos de Vaca Muerta con relación a Permian

En dólares por barril equivalente de petróleo (US$/boe)

	Costo de Desarrollo	OPEX
Impuesto al Cheque (otros Imp. Deb/Cred)	0,2	0,1
Ingresos Brutos	0,3	0,1
Sellado	0,2	0,1
Impuesto a los Combustibles	0,3	0
Derechos de Importación	0,6	0
Cargas Sociales	0,4	0,4
Total	**2**	**0,7**

“

EL REPORTE CALCULA QUE EL IMPUESTO AL CHEQUE ENCARECE EN U$S 0,20 POR BOE LA OPERACIÓN EN VACA MUERTA. EN TANTO QUE EL COBRO DE INGRESOS BRUTOS (IIBB) EN NEUQUÉN PROVOCA UN ENCARECIMIENTO DE U$S 0,30.

LA MAYORÍA DE LAS PETROLERAS con intereses en Vaca Muerta coinciden en un punto: es necesario elevar la competitividad de la Argentina en su conjunto para facilitar la explotación a gran escala de la formación no convencional de hidrocarburos. Esa visión es prácticamente unánime. La mejora de la infraestructura, la adecuación impositiva, la productividad laboral y la ampliación de la oferta de servicios petroleros son temas que se repiten en todos los foros y seminarios que abordan el desarrollo de los campos *shale* de la Cuenca Neuquina. Lo que no está claro, sin embargo, es el impacto económico de esas desventajas que aún tiene el país. ¿Cómo se calcula mediante una unidad económica cada una de esas falencias o aspectos a mejorar? ¿Cuál es el efecto económico, por ejemplo, de los tributos que gravan la importación de productos y repuestos que se utilizan en el desarrollo del *shale*? ¿Cuál es el impacto de la carga impositiva establecida por la Nación y la provincia de Neuquén?

No es sencillo encontrar respuestas concretas sobre cada uno de esos interrogantes. *Revista TRAMA* accedió, en ese sentido, a un informe que circula entre las empresas petroleras que aporta datos cuantitativos al respecto. El documento se confeccionó hacia mediados de 2017 con información recabada hasta el primer trimestre de ese año, por lo que algunas cifras pueden haber perdido actualidad frente a modificaciones regulatorias registradas desde entonces, como por ejemplo la firma de un nuevo convenio colectivo de trabajo para los proyectos no convencionales de Neuquén. Aun así, los números sirven como hoja de ruta para identificar cuáles son los aspectos sobre los que hay que trabajar para motorizar la llegada de inversiones a Vaca Muerta.

El costo de desarrollo en Vaca Muerta ronda, según estadísticas presentadas por YPF, los u$s 12,50 por barril de petróleo equivalente (boe). La petrolera controlada por el Estado es la que más avanzó en la explotación de campos *shale* (cuenta con más de 500 pozos perforados), con lo cual esos números no son extrapolables al resto de las compañías. La mayoría de las empresas atraviesa aún una fase mucho más incipiente. A su vez, cada petrolera computa distintos elementos a la hora de calcular su costo de desarrollo (por ejemplo, algunas incluyen los costos de las *facilities* complementarias y otras no), por lo que no es conveniente creer que existe una cifra homologable para toda la industria. El número presentado por YPF sirve apenas como referencia. Y también para comparar cuán lejos está Vaca Muerta de asemejarse a otros *plays* de EE.UU. El estudio en cuestión compara el costo de desarrollo del reservorio de roca madre de la Cuenca Neuquina con la de Permian, la formación *shale* que mayor suceso registró en EE.UU. tras el derrumbe del precio del crudo en junio de 2014. El documento señala que el costo en Permian oscila entre los u$s 7 y los u$s 10 por boe desarrollado. «En algunas regiones del play hoy es incluso más bajo por las mejoras tecnológicas y de procesos incorporadas en el último año», explica el gerente de Planeamiento de una petrolera que dedicó los dos últimos años a estudiar la competitividad de ambas formaciones.

QUÉ HACER DESDE EL ESTADO

La diferencia en el costo de desarrollo de Vaca Muerta y el Permian de Texas se explica por diferentes razones. Inciden cuestiones de diseño de pozo (extensión de la rama horizontal, cantidad de fracturas, tecnologías de completación de pozos) hasta las tarifas de las empresas de servicios, que en EE.UU. son menores por la mayor competencia, la mayor productividad y el menor costo laboral de los empleados. Sin embargo, el documento que circuló entre las empresas petroleras analiza en particular el impacto de la carga impositiva en uno y otro caso. En ese marco, advierte que, a raíz del marco impositivo que se aplica en la Argentina, el costo de desarrollo en Vaca Muerta es u$s 2 por boe más caro que el de Permian. En la práctica, eso quiere decir que, si la Argentina tuviese la misma carga tributaria que Texas, a YPF hoy le costaría cerca de u$s 10,50 explotar un nuevo barril de petróleo en Vaca Muerta. Y no u$s 12,50 como en la actualidad. ¿Cómo se descompone esa cifra? El reporte calcula que el Impuesto al Cheque y otros tributos al débito/crédito de dinero encarecen en u$s 0,20 por boe la operación en Vaca Muerta. En tanto que el cobro de Ingresos Brutos (IIBB) en Neuquén, un impuesto que en EE.UU. se percibe a través de otra metodología, genera un encarecimiento de u$s 0,30. Y la percepción del Impuesto a los Sellos, también en cabeza de la provincia, provoca un incremento extra de los costos en u$s 0,20.

+

Oportunidades para reducir costos de desarrollo

En dólares por barril equivalente de petróleo (US$/boe)

Impacto	Oportunidad
0,2	Eliminar impuesto a los Débitos/Créditos
0,3	Reducir Impuesto al Gasoil para actividad no convencional
0,4	Modificar las regulaciones sobre diseño de *facilities* y ambientales para reducir el costo de las *facilities*
0,4	Mejorar la infraestructura para reducir el costo de transporte de la arena
0,4	Reducir alícuota de cargas sociales a nivel EE.UU.
0,5	Reducir alícuota de IIBB y eliminar impuesto a los sellos en Neuquén
0,6	Eliminar derechos de importación en repuestos y productos nuevos utilizados en la actividad no convencional
2,8	

“ EL COBRO DE DERECHOS A LA IMPORTACIÓN ELEVA EL COSTO HASTA U$S 0,60 POR BARRIL DE PETRÓLEO DESARROLLADO EN VACA MUERTA.

Las decisiones de la Nación también impactan negativamente sobre la competitividad de Vaca Muerta. El cobro de Derechos a la Importación –incluso después de la flexibilización que significó el Decreto 629 firmado por el presidente Mauricio Macri en agosto de 2017– eleva el costo hasta u$s 0,60 por barril de petróleo desarrollado en Vaca Muerta. Es decir, el precio de los equipos e insumos importados hacia la Argentina termina siendo mucho más caro que el de esos mismos productos en Texas.

También genera un sobrecosto adicional el cobro del Impuesto a los Combustibles (ex ITC) y del Impuesto al Dióxido de Carbono creado por la reforma impositiva en diciembre pasado sobre el gasoil que consumen los equipos de bombeo que se utilizan para fracturar hidráulicamente un pozo no convencional. Mientras que en EE.UU. la carga tributaria sobre el diésel es prácticamente inexistente, en el país representa casi $ 7 por litro.

«Si bien depende del valor del tipo de cambio, el Impuesto al Gasoil termina representando un sobrecosto de alrededor de u$s 0,30 por cada barril que se extrae en Vaca Muerta», explicó una de las fuentes consultadas.

TAREA PARA TODOS

Si el peso de la carga impositiva en la competitividad de Vaca Muerta es importante, no es menor el impacto de otros ítems como el diseño de los pozos horizontales que se utilizan en el país contra los que se perforan en Permian, las tarifas de las empresas de servicios de perforación y completación de pozos y la eficiencia laboral.

El informe al que accedió *Revista TRAMA* sostiene que, como resultado de un mejor diseño de pozos, el desarrollo de un barril de crudo en el Permian es hasta u$s 2,50 más barato que en Vaca Muerta. La perforación de pozos con hasta 3.500 metros de rama lateral y la realización de una mayor cantidad de fracturas mediante la tecnología *high-intensity completion* (que acorta la distancia entre fracturas), entre otras variables, permitieron reducir el costo de desarrollo en Permian. De ahí que varias de las petroleras que están operando en Neuquén estén incorporando ese tipo de mejoras en el diseño de las perforaciones. Gustavo Astíe, gerente regional de No Convencionales de YPF, precisó en un seminario organizado por el IAPG en Houston a mediados de mayo que la petrolera está implementando mejoras en el diseño de pozos para alcanzar un costo de desarrollo de 10 u$s/boe en 2019.

El costo de los servicios también es un elemento de peso. La tarifa de la perforación y del *bundle* de fractura de los pozos es más barato en Texas. Ese diferencial representa hasta u$s 2 adicional por cada barril de petróleo desarrollado en el *shale* de la Cuenca Neuquina. En tanto que la menor eficiencia laboral registrada en Vaca Muerta explica un sobrecosto de hasta u$s 0,90 por barril. «Es probable que después de la adenda al convenio colectivo de trabajo que se implementó el año pasado, esa cifra se haya reducido parcialmente, pero aún existe una diferencia importante con la performance de EE.UU.», explicó el gerente de Relaciones Laborales de una empresa de servicios. ×

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

MIGUEL GUTIÉRREZ

TENEMOS QUE ANIMARNOS A SOÑAR CON LAS OPORTUNIDADES DE UN PAÍS GASÍFERO

EL PRESIDENTE DE YPF, LÍDER DEL *TASK-FORCE* DE ENERGÍA DEL B20, ANALIZA A FONDO LA AGENDA DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA QUE SE VIENE EN LA ARGENTINA CON FOCO EN VACA MUERTA. EL GAS COMO GRAN OPORTUNIDAD PARA AGREGAR VALOR EN LA ECONOMÍA LOCAL A TRAVÉS DE SU INDUSTRIALIZACIÓN. LA IMPORTANCIA DE RECONTRACTUALIZAR EL MERCADO ENERGÉTICO. Y UN DESEO: «TENEMOS QUE ANIMARMOS A PENSAR A LARGO PLAZO».

Por Nicolás Gandini

EN >

LA ÚLTIMA SEMANA de Miguel Ángel Gutiérrrez grafica a la perfección cómo lo ecléctico y lo impredesible operan como motores en la agenda de cualquier empresario argentino. El presidente de YPF aterrizó en Buenos Aires el jueves 31 de mayo por la mañana desde París, donde participó de la reunión del grupo B20, que reúne a los principales empresarios de los países que integran el G20. Gutiérrez es el *chair* (líder) de la *task-force* de Energía. En ciudad de la luz discutió con colegas de todo el globo cómo avanzar hacia la descarbonización de la economía mundial. Una agenda con tópicos a largo plazo, como el desarrollo del gas como combustible de la transición hacia las energías limpias, la nueva economía circular y la sustentabilidad de los procesos de extracción petrolera. Ya en la Argentina, esa cartera de temas, de inmediato, se trastocó por completo. Casi en simultáneo a su aterrizaje en el aeropuerto de Ezeiza, el presidente Mauricio Macri vetaba la ley para retrotraer las tarifas de gas, agua y electricidad a los niveles de noviembre de 2017 que el Senado había aprobado el día anterior. La cuestión tarifaria es central para YPF en su condición de mayor productor de gas y de energía de la Argentina. Sin embargo, no fue la única novedad del día. Al contrario, la jornada recién arrancaba. Por la tarde, debió concurrir a una reunión convocada casi de urgencia por el ministro de Energía, Juan José Aranguren, para negociar un esquema que les permita a las empresas aumentar el precio de las naftas y gasoil tras la devaluación del peso (más de un 25% desde mediados de abril) y la escalada del precio internacional del petróleo. De proyectar los grandes lineamientos internacionales de la energía a futuro a bucear, sin escalas, las aguas turbinas de la Argentina post cimbronazo cambiario. La agenda de Gutiérrez requiere versatilidad, plasticidad y, sobre todo, adaptación. La entrevista con *Revista TRAMA* estaba pautada para el viernes 1 de junio en la torre de Puerto Madero, pero se reprogramó para tres días más tarde vía telefónica por el *affaire* 'combustibles'. Sólo una muestra de cuán difícil es en la Argentina superar lo urgente para hablar de lo importante. Y así y todo, es imprescindible.
Gutiérrez, un *self-made businessman* formado en el sector financiero, se introduce de lleno en la necesidad de poner foco en el mediano y largo plazo de la energía. Durante toda la entrevista pivotea sobre Vaca Muerta. No sólo con un enfoque energético vinculado a reducir y elminar importaciones de gas y combustibles. Su mirada trasciende lo energético para poner en valor el componente industrial. «Lo que todavía no entendemos (como sociedad) son las posibilidades que nos ofrece ser un país gasífero. Aún no estamos soñando como debíeramos con tener una matriz de generación de energía muy barata que abriría múltiples caminos industriales que otros países no tienen», enfatiza.

En las discusiones del B20 se instaló la idea de que en la Argentina hay distintas transiciones energéticas hacia un mundo de energías limpias. ¿Qué visión cree que debería tener el país frente a esta transición y cómo debería encararse?

—

Como punto de partida, cada gobierno nacional define su posicionamiento en el G20 de cara a la transición hacia las energías limpias. Estamos todos de acuerdo en que debemos ir a un mundo con emisión cero de gases contaminantes. El punto es cómo llegamos ahí, porque las matrices energéticas de los países son distintas. Lo que se propone, entonces, es tomar lo mejor que tiene cada una de esas regiones y transicionar hacia ese nuevo mundo descarbonizado. Desde el pequeño mundo que es nuestra región, tenemos claramente la posibilidad de transicionar con el gas natural. Esa ventaja representa un punto desde donde nos paramos firmemente. La Argentina tiene una matriz de las más limpias del mundo, tanto en hidrocarburos como renovables y la matriz gasífera, para la generación de energía eléctrica. El porcentaje del carbón en nuestra matriz es mínimo, el 1%. Esa situación no es la misma con relación a China, India y, aunque bajó mucho, Estados Unidos, que tienen una coyuntura que aún deben que transicionar. Los primeros combustibles que deberían ser eliminados son el carbón, claramente, por el impacto climático y por cómo afecta a la sustentabilidad del planeta. En segundo lugar, mucha gente hoy sigue cocinando o genera calor con biomasa. El gas también podría desplazar ese consumo del sistema.
Por eso digo que hay muchos pequeños pasos que podemos dar mientras el sector de renovables, de energías limpias, sigue creciendo, y ojalá esas curvas se crucen en el menor tiempo posible. Lo que no podemos hacer es no utilizar los mejores recursos que tiene cada país. Ésa fue la posición que transmitimos como región y desde la Argentina.

¿Cree que ya existe un consenso amplio en la Argentina, es decir, el Estado, las provincias y el sector privado en torno a lo que significa el gas como combustible de transición o todavía hay que trabajar en esto?

—

Está claro que el gas es ese combustible. Pero todavía no entendemos las posibilidades que nos ofrece ser un país gasífero. Todavía no estamos soñando como deberíamos en contar en el largo plazo con una matriz energética de generación muy barata, que abriría múltiples caminos industriales que otros países no tienen. Fijate, sólo cruzando la Cordillera, lo que paga Chile por el gas que importa. En Brasil, el industrial de San Pablo paga u$s 12 (por millón de BTU). Todavía no nos damos cuenta. Si nuestro mercado de equilibrio de gas a futuro, cuando realmente estemos en producción plena de Vaca Muerta, se estabiliza con precios de u$s 4,50 o 5, sería una ventaja muy importante. Súper importante, diría. Entonces, hay que atreverse a soñar en modelos industriales

—
Xx.

que aprovechen e industrialicen ese gas. Creo que esa oportunidad no está entendida en su real magnitud en nuestra sociedad. Ni la sociedad civil ni la empresaria terminan de ver la gran posibilidad que eso significa. Creo que nosotros como empresas tenemos que hacer más para en explicarlo mejor.

Recién destacaba la oportunidad que representa la industrialización del gas. Pienso, por ejemplo, en la petroquímica como agregador de valor. También en la generación termoeléctrica. ¿Cómo habría que difundir esa potencialidad que tiene aguas abajo el gas?

—

Creo que estas oportunidades se empezarán a ver de forma más nítida cuando podamos contratar a largo plazo. Cuando podamos mostrarles a los inversores que contratatamos en la Argentina a 10 ó 15 años la provisión de gas o de energía eléctrica a precios competitivos, automáticamente eso permitirá pensar en un *business plan* a largo plazo, en el desarrollo del negocio. Si lográramos eso, responderíamos dos preguntas claves: ¿vamos a tener energía? ¿Y a qué precio?

Claro, avanzar con la recontractualización entre productores de gas con distribuidoras e industrias...

—

Vamos a ir rápidamente a eso. No creo que estemos tan lejos de que ocurra. Siempre demanda tiempo recontractualizar un mercado, pero hemos avanzado mucho y estamos en firme camino para que eso suceda. Lo que uno ve es que falta oferta de gas en invierno. Pero hay temas de demanda, no sólo de infraestructura, que tenemos que resolver.

“
NO SÉ SI VAN A APARECER NUEVAS TECNOLOGÍAS, PERO PODEMOS PENSAR QUE VACA MUERTA ES UNA OPORTUNIDAD PARA LOS PRÓXIMOS 20, 30 Ó 40 AÑOS.

¿Dónde se colocará el gas incremental que se produzca localmente?

—

Dejá que el mercado lo resuelva.

¿Alcanza sólo con el sector privado?

—

No, pero puede haber una forma inteligente de gestionar el tema con el Estado. Podríamos pensar que de los picos se hace cargo el Estado y las empresas nos hacemos cargo del lineal de provisión anual. O dejá que los privados vayan al mercado, el Estado abriría la exportación y las empresas nos ocuparíamos de exportar, importar y cubrir el pico. De ese mix decantaría el precio que corresponda. Si exportamos en verano e importamos en invierno, surgiría un nuevo precio de equilibrio. Creo que el mercado puede resolver esos problemas. Hay múltiples formas de hacerlo, pero se debe dejar que el mercado lo haga. También el Estado puede resolver una parte del asunto. No hay una sola forma de resolución.

¿Se puede especificar en el tiempo cuánto durará la oportunidad del gas como combustible de la transición?

—

No sé si van a aparecer nuevas tecnologías, pero podemos pensar que es una oportunidad para los próximos 20, 30 ó 40 años.

¿Y cuándo el desarrollo del gas de Vaca Muerta estará respaldado por una masa crítica importante de proyectos?

—

Ya está creciendo fuerte. Conceptualmente uno podría pensar que en 5 ó 7 años deberíamos estar en una situación muy saludable. Ente los petroleros es muy poco tiempo. Hay gente que habla de 10 años, pero creo que vamos a ir más rápido de lo que pensamos.

PARÍS

El grupo de trabajo conocido como B20 (*Business-20*), por estar conformado por empresarios de los países que integran el G20, se reunió en París, en la sede de la OCDE, durante dos días (29 y 30 de mayo), en el último encuentro presencial de todo el grupo antes del *summit* que se hará los primeros días de octubre en Buenos Aires. Allí, los empresarios le entregarán un documento con propuestas a los presidentes de los 20 países más poderosos del mundo en la Cumbre que encabezará Mauricio Macri, a realizarse en Argentina en noviembre próximo.
Liderado este año por el empresario argentino Daniel Funes de Rioja, el B20 cuenta con la participación de unos 1.200 empresarios provenientes de los 20 miembros que conforman el G20.

¿Cuáles fueron los principales ejes que se trataton en la reunión en París?

—

Uno de los puntos centrales es la velocidad con la que se concretará la transición hacia un mundo descarbonizado. Porque obviamente en el grupo del B20 hay empresas de distinto tipo con realidades geográficas y económicas diferentes. Por ejemplo, el desarrollo de las renovables en Europa ha sido más importante. Y lógicamente las empresas del sector comercial de energías renovables quisieran ver que esa tendencia se extienda mucho más rápidamente. Son pujas normales. Al final del día, son grupos empresarios que están alrededor de una mesa conversando sobre estos temas. Pero vienen de realidades distintas. La posición que presenté en París es que hoy hay un liderazgo (en cabeza de la Argentina) desde un país emergente y de una región emergente. Por eso, las realidades pueden ser distintas y los períodos necesarios para poder aplicar algunas de estas recetas también pueden ser más largos. De nuevo quiero enfatizar: no estamos discutiendo el punto de llegada sino cómo llegamos y cuál es la forma más práctica. Tomo el ejemplo de África. El desarrollo de las renovables allí es absolutamente crítico por su extensión geográfica, la gente que vive en zonas rurales, etcétera. Ahora, también es cierto que hay grandes concentraciones urbanas. Para un país con grandes concentraciones urbanas como Nigeria, el gas debería ser el elemento de transición. La extensión de redes de gas para consumo domiciliario para un país que tiene gas debería ser una combinación de cosas: las renovables en zonas rurales y el gas en zonas urbanas. La transición hacia la descarbonización requiere una complementación.

EN >

“
TENEMOS QUE ANIMARNOS A RECONTRACTUALIZAR EL MERCADO ENERGÉTICO A LARGO PLAZO PORQUE EL IMPACTO EN EL DESARROLLO INDUSTRIAL DEL PAÍS Y LA REGIÓN PUEDE SER EXTRAORDINARIO.

¿Qué lugar ocupa Vaca Muerta en ese análisis?

—

Veo a Vaca Muerta como una gran oportunidad para la Argentina. Ahí nos metemos en otro punto importante, que es la región o la subregión con Brasil, Argentina, Chile, eventualmente Paraguay, Uruguay. La integración energética pasa a ser un eslabón fundamental. La Argentina tiene gas, también petróleo, pero sobre todo gas. Brasil tiene petróleo y no tanto gas; Chile no tiene gas, por eso tiene que traer LNG en cargas desde dos terminales. Es decir, empieza a haber una oportunidad de trabajar la integración a nivel de la producción de gas, energía eléctrica, el proceso de petroquímica, la producción de urea y fertilizantes, la integración del Mercosur. Se puede exportar al mundo, hoy somos importadores, pero hay muchas cosas para hacer ahí. Tenemos que pensarlo desde el punto de vista de la integración industrial regional. La Argentina, con Vaca Muerta, tiene un impacto muy grande en esa discusión que, de a poco, tenemos que ir formalizando y poniendo en el tapete de los países y de la trama industrial y comercial del Mercosur.

Con relación a la conformación de un mercado regional, ¿cómo compara el momento de la Argentina en cuanto a la necesidad de animarse a pensar un poco más en grande?

—

Lo primero para poder animarse a creer que un desarrollo así es posible es que nosotros, los argentinos, entendamos lo que tenemos entre las manos. Una vez que eso suceda, podríamos armar una línea de grupos de acción, de políticas para trabajar esto. Por supuesto que tiene que haber un liderazgo, tanto público como privado. Desde YPF estamos tratando de generar en el sector privado ese liderazgo. Estamos en un momento adecuado para comenzar a tejer estos acuerdos. Creo que con Chile el gobierno lo ha hecho, es público y notorio. Lo tenemos que hacer con Brasil. Hay una oportunidad muy grande. Pero también, como te decía al principio de esta conversación, es clave que el empresariado argentino lo entienda y ellos mismos traccionen, porque al final del día el liderazgo que pone cada uno en su negocio es el que importa. Es el que puede hacer crecer su negocio localmente o puede integrarlo con otros países de la región. Debemos creer que en la Argentina va a ser posible discutir la disponibilidad de la energía a largo plazo y, también, que el precio de esa energía va a ser favorable.

Parece que lentamente el concepto de disponibilidad de gas comienza a instalarse en agenda, pero que la cuestión de precios aún no genera suficiente credibilidad. ¿Cómo se hace para transmitir confianza en ese plano?

—

La única forma es poner los contratos arriba de la mesa. Y también demostrar que somos capaces de firmar contratos a distintos precios. Tenemos que tratar de entrar en esa dinámica lo más rápido posible y, de vuelta, puede ser necesario un trabajo conjunto entre el Estado nacional, las empresas y, digamos, el sector específico, pero tenemos que animarnos porque ahí hay una gran oportunidad. Creo que son dos preguntas claves que se hace cualquier inversor que está pensando hoy en ampliar su planta, en poner una planta nueva o integrarse verticalmente en un negocio. ¿Vamos a tener energía a largo plazo? ¿Y a qué precio? Tenemos que animarnos porque el impacto en el desarrollo industrial del país y la región puede ser extraordinario. Tenemos que animarnos a soñar en esa dirección y dar los pozos para ir eliminando la incertidumbre.

Hay un concepto que se discute en el G20 y en el B20 vinculado a la economía circular. ¿Cómo se aplica en el negocio energético en general?

—

La economía circular es un concepto nuevo que, muchas veces, es distinto a lo que entiende la gente. A mi me gustó la definición que dio un colega en la reunión de París: la economía circular es aplicar un concepto distinto, sustentable, de bajo impacto, para toda la cadena de valor de cada uno de los negocios donde uno participa. Es pensar cómo gasto la energía, cómo envaso lo que vendo, si ese envase es retornable o no, y si retornable, de qué forma puedo generar una cadena de valor donde pueda insertar la cuestión del reciclaje, de la sustentabilidad, etcétera. Es decir, es buscarle, desde una óptica del negocio y desde el día uno en que empezamos a producir un bien o un servicio, una manera de generar valor haciéndonos responsables del impacto que generamos. ×

Bombas, Válvulas, Recubrimientos

WARMAN®
Centrifugal Slurry Pumps

GEHO™
PD Slurry Pumps

LINATEX®
Rubber Products

VULCO®
Wear Resistant Linings

CAVEX®
Hydrocyclones

ENDURON®
Comminution Equipment

FLOWAY®
Vertical Turbine Pumps

ISOGATE®
Slurry Valves

DELTA INDUSTRIAL™
Knife Gate Valves

MULTIFLO®
Mine Dewatering Solutions

HAZLETON™
Specialty Slurry Pumps

LEWIS®
Vertical Chemical Pumps

TRIO™
Comminution Equipment

GABBIONETA™
Centrifugal API Pumps

HERO™
Pumps

HAYWARD GORDON
Marca Representada

WEIR MINERALS SERVICES™

WEIR

Weir Vulco Argentina
Ruta 40 N° 6431 Sur,
Colectora Oeste,
Departamento Pocito,
Provincia de San Juan
Tel: + 54 (0264) 4281333 – 4287130
weirvulco@weirminerals.com.ar
www.global.weir

MARCELO MINDLIN, PRESIDENTE DE PAMPA ENERGÍA

EXISTE CONSENSO MUNDIAL PARA ACELERAR LA TRANSICIÓN HACIA ENERGÍAS RENOVABLES

—

CO-CHAIR DE LA *TASK-FORCE* DE ENERGÍA DEL B20, EL EMPRESARIO EXPLICA POR QUÉ LA TRANSICIÓN HACIA ENERGÍAS MÁS LIMPIAS, NECESARIAMENTE, IMPLICA AL GAS NATURAL. EL POTENCIAL DE VACA MUERTA Y QUÉ FALTA PARA APROVECHARLO.

Por Juan Manuel Compte

«MM». No se trata de la sigla con la que se identifica a Mauricio Macri. Al menos, no en este caso. MM. Las iniciales de un peso pesado de la industria energética que, al cabo de poco más de una década desde que hizo pie en el sector, construyó Pampa Energía, uno de los principales *players* del mercado local, con presencia en casi todos los grandes segmentos del negocio. MM, claro está, es Marcelo Mindlin.

El empresario, de 54 años, está recién aterrizado de París. Allí, participó como *co-chair* del *task-force* de energía del *Business 20* (B20), grupo de empresarios notables cuya tarea es elaborar recomendaciones que se elevarán a los líderes mundiales quienes, en diciembre, se encontrarán en Buenos Aires para la reunión anual del G20. Pero, además, Mindlin estuvo en el cónclave de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), ente al que la Argentina desea pertenecer. «Obviamente, considero que es muy importante. El Gobierno le da mucha relevancia. Comparto que es crucial para la Argentina ingresar a la OCDE. El país ya hizo gran parte de los deberes, como para poder aplicar. Es un paso muy importante», observa.

Está en una sala de reuniones del último piso de la torre de Maipú 1, sus nuevos dominios desde hace algo más de un año, cuando, finalmente, dejó su oficina de Working Ocampo, en Palermo, para finalizar el *take-over* de la ex Petrobras. Mira a Buenos Aires desde las alturas. Desde el mismísimo lugar en el que, décadas atrás, la miraba Gregorio Perez Companc, alguien cuya sola mención bastaba para identificar al gran empresario nacional. Como ocurre con él mismo, hoy día.

En el día a día, ¿qué puede representar para usted, como empresario, como referente del principal grupo energético argentino (al menos, en electricidad), el ingreso de la Argentina a la OCDE?

—

Es todo un paquete de mejor calificación para el país. Eso se combina con las calificaciones de la deuda soberana. Pasamos a ser mercado emergente. Todo hace a que, tanto el sector público como el privado, podamos acceder a mejores tasas de financiamiento. Esto es crucial. Porque ninguna empresa (de acá ni del mundo) tiene todo el capital propio que necesita para crecer. Para desarrollar Vaca Muerta, los gasoductos, las renovables, se requiere acceso al financiamiento.

Yendo a su función en el B20. ¿Qué ejes centrales tienen las recomendaciones en las que trabajan?

—

El eje central de la recomendación del capítulo de energía es acelerar las transiciones hacia energía más limpia. Y, cuando se desarrolla este concepto, se contestan muchas preguntas porque cada país, y cada región, harán una transición diferente hacia energías más limpias. No es que podamos ir a la fantasía o al mundo mágico de «todo renovable». Todo renovable no existe. Entonces, como hay que complementar lo renovable con energía térmica, y la Argentina es, básicamente, térmica, no es lo mismo tener una térmica que queme carbón, que es súper contaminante, o una con gas natural, que es el combustible fósil con menos contaminantes. Y mucho menos es quemar el gas en una turbina de vapor que hacerlo en un ciclo combinado.

Todo esto fue lo que se discutió en ese marco. Obviamente, había gente más extrema, que no quería ni siquiera hablar del gas natural como una alternativa de energía más limpia.

¿Y existe alternativa?

—

Había posiciones más duras. La diferencia, en inglés, era «*clean*» o «*cleaner*». Pero eran minorías. La mayoría entendía. La verdad es que hubo mucho consenso en este concepto de acelerar las transiciones hacia energías más limpias. Mucho de gas natural. De los renovables, obviamente.

Cuando se trae el debate de esas transiciones de París a la Argentina, ¿cómo las adapta a las particularidades y oportunidades que tiene el país? Existe un dilema acerca de dar más relevancia a las renovables o aprovechar el gas. ¿Cómo debería saldarse esa discusión en la Argentina?

—

Dos aspectos. Uno tiene que ver con lo que pude decir cuando me tocó participar en el panel y exponer mi punto de vista. Expliqué que, en la Argentina, el 12% de todas las emisiones de dióxido de

carbono lo produce el sector de la generación eléctrica. O sea, está muy concentrado ahí.
De ese 12%, la mitad la genera la energía térmica vieja, ineficiente, de ciclos abiertos, que es el 20% de la energía. Y la otra mitad de la polución es por ciclos combinados, que producen el 40%. Es decir, el 40% de la energía genera el 6% de la polución. Con lo cual hay que reemplazar todo lo que es máquina vieja de turbo-vapor.
Es obvio que hay que ir a más energías renovables. Nosotros estamos apostando fuerte porque creemos que hay que ir ahí y, obviamente, porque es rentable. Pero también se debe avanzar en más eficiencia para cerrar los ciclos. Hubo licitaciones muy exitosas del Gobierno. Se hicieron 9.000 megawatts (Mw), de los cuales ciclos combinados fueron unos 2.000, y renovables, 4.000. Son 6.000 Mw. No es algo tan lineal. Pero, si en el extremo, esos 6.000 Mw reemplazan este 20% de la energía que contamina más, es cara, ineficiente y consume… Ése es el camino que la Argentina está transitando y es lo que se plantea el B20 en el capítulo de energía.
Hay una cuestión de cómo generar mercado en la Argentina, que permita poner en valor los recursos que están en el subsuelo, tanto en Vaca Muerta como en *tight*. O, quizás, en yacimientos convencionales de otras cuencas, como la Austral. ¿Cómo hacer para que el mercado argentino de gas sea realmente más grande, para captar esos recursos que se pueden inyectar en Vaca Muerta y demás?
Hoy existe un potencial enorme en Vaca Muerta, que ya se está viendo, aunque puede crecer muchísimo más. Pero, si se da toda esa producción, hoy no se tiene la capacidad de ductos para evacuarla. Para evacuar de la Cuenca Neuquina y de Vaca Muerta, los gasoductos existentes tienen una capacidad ociosa de apenas 16 millones de metros cúbicos (MMm^3). Versus el potencial, es nada. Entonces, lo que pasa es que, en invierno, falta gas y, en verano, sobra. Destrabar cuellos de infraestructura de transmisión es el primer paso. El segundo, industrializar el gas. Y ahí hay muchas alternativas. Pero de nuevo: tengo ese primer paso, que es ese gasoducto. Y no se hace de la noche a la mañana. Un ejemplo: todas las áreas de Vaca Muerta (de Exxon, Shell, YPF, nosotros, Pluspetrol, todos…) se encuentran en zonas que no están conectadas. O sea, si todos ellos cumplen con sus inversiones (y son exitosos, como creemos que lo serán), no harían gasoductos desde las zonas hasta el troncal.
Ahí, nosotros, con TGS, decidimos hacerlo. Y a nuestro riesgo, con nuestro financiamiento, no esperando que el Estado organice todo. Ése es el desafío de los productores y los diferentes protagonistas para encaminar estas cosas. Así que, en un año (o algo más), estará listo ese gasoducto. Y si Vaca Muerta se sigue desarrollando, por lo menos se podrán evacuar esos cuellos de botella. Hay que poder encararlos.

¿Alcanza sólo con el sector privado? ¿O se necesita que el Estado participe y potencie?
—
Me parece que el Gobierno no debería hacerse cargo. Pero sí establecer ciertas reglas, para que el sector privado se anime un poco más.

Usted es de mirar mucho la macroeconomía. Cuando ve la restricción cíclica de falta de dólares de la Argentina, ¿cree que en 15 ó 20 años el sector energético podrá generar divisas con inversiones, exportando derivados?
—
El potencial está. Soy optimista. No sé si esto se resuelve en meses o años. Pero veo, claramente, gran optimismo en muchos productores sobre el potencial de Vaca Muerta. Ya están lanzados sus programas piloto o su producción, como es el caso de Fortín de Piedra. Y falta el mismo apetito de riesgo para destrabar la parte de los cuellos de botella de infraestructura.

¿El Estado debería mirar mejor el transporte, el *midstream*?
—
Sí. El transporte de gas y algo muy importante, que va en paralelo con eso: los acuerdos binacionales con Chile y Brasil, para poder intercambiar energía en los meses de verano e invierno. Hablo de gas o de electricidad.

Hubo un memo con Chile.
—
Es crucial. Imaginate que, en invierno, nos falta gas para producir generación. Podríamos importarlo de Brasil. Y, en verano, cuando se dispone de más gas, poder devolvérselo. Lo mismo con Chile: exportarle más gas cuando nosotros tenemos de más y ellos nos lo devuelven en invierno, con su importación de NLG.

Otro ejemplo de cuello de botella: el tren de Bahía Blanca a Vaca Muerta, en Neuquén. ¿Se lanzará? ¿Se hará una PPP?
—
Es fundamental. Además, para poder trasladar los insumos de manera más eficiente y barata. Si se quiere desarrollar todo Vaca Muerta, no alcanzan los camiones ni las rutas para llevar todos los equipos. Esto es algo que el Gobierno encarará dentro de poco, según se anunció.

Ese proyecto está demorado.
Por lo menos está planificado, ideado.

+
Pampa Energía en cifras

$ 50.347 millones
Facturación de Pampa Energía en 2017

100,5%
Crecimiento contra 2016

$ 5.670 millones
Ganancia consolidada del ejercicio

14.186 Gwh
Energía generada en 11 centrales

21.503 Gwh
Ventas de electricidad

8,1 millones de mm^3
Producción diaria de gas

(cont.)

+
Pampa Energía en cifras

22,2 kboe
Producción diaria de crudo y líquidos

1,8 millones de m³
Ventas de productos refinados

458.000
Toneladas de productos petroquímicos comercializados

Fuente: Pampa Energía, balance anual 2017.

“ DESTRABAR CUELLOS DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN ES EL PRIMER PASO. EL SEGUNDO, INDUSTRIALIZAR EL GAS. Y AHÍ HAY MUCHAS ALTERNATIVAS.

UN HOMBRE SERIO

Mindlin es un hombre de palabras medidas. Calcula cada una. Con prudencia. Evalúa bien el costo/beneficio de cada afirmación y es sintético y conciso para sus respuestas, tanto las directas como las elusivas. Cultor del viejo dicho de que tiempo es dinero, lo refleja en su verba. Mira al interlocutor y transmite la sensación de que, pese a que sus ojos se posan sobre uno, su mente aborda múltiples variables, en paralelo y a la vez. El pelo ensortijado, corto. Un hombre serio, pese al juvenil rostro.

Gas y renovables están en la discusión del G20. ¿Y el petróleo? Hay muchas empresas de energía que lo miran de nuevo con estos precios.

—

No descarto que sea así. Nosotros decidimos concentrarnos en la producción de gas natural porque las áreas que tenemos son un porcentaje importante de Vaca Muerta: un 6%. Desarrollar todo eso significa inversiones enormes. Nos concentramos en desarrollar esas reservas.

¿Pampa busca socios para desarrollar gas? ¿O los buscará más adelante?

—

En principio, no tomamos ninguna decisión concreta. Hoy, el área donde estamos con socios es básicamente Sierra Chata, con XTO. Seguiremos así. Y en donde estamos con YPF, que son las áreas de Rincón del Mangrullo y Río Neuquén, estamos desarrollando *tight gas* y funciona muy bien. Y, recientemente, firmamos con Neuquén una extensión por 35 años de una de las áreas en las que estamos solos, El Mangrullo.

¿Lo pasan como concesión no convencional?

—

Claro. No convencional de 35 años. Y, ahí, estamos solos. Para el tamaño de Pampa, puede llegar a ser enorme. Pero tenemos que hacer inversiones muy importantes. Por eso, decidimos tener tantas reservas solos y en asociaciones. Y es ahí donde queremos concentrarnos.

Yendo a renovables, recientemente Pampa inauguró el proyecto de Corti, en Bahía Blanca. ¿Cree que es un sector que, sin el apalancamiento del Estado, podrá generar un mercado propio?
El marco regulatorio está para que se desarrollen los contratos entre privados, que, creo, es la evolución natural del sector. Hasta ahora, fueron todas licitaciones organizadas por el Estado. Muy exitosas. Sorprendentes, por el bajo precio. Pero ahora viene la segunda parte, que es cuando el sector privado, consumidor de energía, está obligado, por ley, a utilizar el 8% de su demanda en renovables. Y ahí tendrá dos posibilidades: hacer nada y el Gobierno le vende su energía renovable a un precio equis, más alto que la demanda normal; o nos viene a contratar a los productores de renovables sin que estén atados a un PPA con el Gobierno.

¿Esto ocurrirá?

—

Esto se desarrollará, en la medida en que, realmente, a los grandes consumidores industriales que no contraten su propia energía renovable les cobren los costos extras por no hacerlo. Por eso, es lo que, realmente, dará el incentivo para su desarrollo. Y ahí es donde veo que la energía renovable terminará de consolidarse. Porque tiene una pata de las administraciones públicas y otra de los privados. Eso se llama MATer (N. de R.: «Mercado A Término»). Para mí, es crucial y se desarrollará en los próximos 12 meses.

Pampa ya camina hacia allí...

—

Nosotros tenemos 100 Mw que inauguramos el otro día, que están con PPA que ganamos en licitaciones, y los tres parques eólicos que anunciamos, de 50 Mw cada uno, son para enfocar al MATer. ¿Cuál es nuestra experiencia? Que, desde 2008, estamos desarrollando ese esquema de contrato con el sector privado, a través de Energía Plus. Fue muy bueno. Hicimos los 100 Mw en Salta; fuimos los primeros. Y, cuando compramos los activos de Petrobras Argentina, también tenían Energía Plus. Sumando los dos proyectos bajo ese sistema, tenemos un gran número de clientes industriales. Así que queremos ser líderes en ese mercado. Insisto: para mí, es la pata que termina de consolidar el desarrollo de las energías renovables en la Argentina.

En todo este proceso de recomposición tarifaria y reordenamiento del sector, que, también, implica confianza para que el sector privado pueda jugar su rol de inversor, ¿qué ejes le preocupan, en los próximos tres ó cuatro años?

—

Es básico que las reglas del juego que están planteadas, que demostraron haber generado una gran inversión en térmica, en renovables –y, creo, habrá un gran interés cuando se tengan que hacer las líneas de alta tensión–, se mantengan. Y, después, que los empresarios tengamos el ánimo inversor. Creo que, en Pampa, así lo demostramos. Creemos que nuestra responsabilidad es invertir y lo estamos haciendo en todos los rincones: renovable, térmica, en gasoducto, participaremos de líneas de alta tensión y, obviamente, en todas las inversiones en las subsidiarias más reguladas, como TGS, Transener y Edenor. Así que estamos en un plan muy ambicioso. Este año, vamos a invertir más de $ 30.000 millones, entre esos desembolsos extraordinarios de expansión y las ordinarias, las recurrentes. ×

HUGO EURNEKIAN

NO DEBEMOS OBNUBILARNOS POR EL ÉXITO QUE HAN TENIDO LAS ENERGÍAS RENOVABLES

—

EL PRESIDENTE DE CGC, UNA DE LAS POCAS PETROLERAS QUE AUMENTÓ SU PRODUCCIÓN DE GAS, ADVIERTE QUE EXISTE UNA 'FIEBRE' POR LAS TECNOLOGÍAS LIMPIAS, PERO QUE «ESAS ENERGÍAS HOY NO ALCANZAN POR SÍ SOLAS PARA REDUCIR LA EMISIÓN DE GASES CONTAMINANTES». EN ESA CLAVE, ADELANTA LOS PLANES DE CGC, QUE VAN DESDE LA PERFORACIÓN DEL PRIMER POZO *SHALE* DE SANTA CRUZ HASTA GENERACIÓN TÉRMICA *IN SITU* CON GAS.

Por Nicolás Gandini

—
Hugo Eurnekian.

“

LA ARGENTINA PUEDE EXPORTAR LNG, LO QUE HAY QUE DISCUTIR ES EL HORIZONTE DE TIEMPO. ES DECIR, NO ME LO PROPONDRÍA COMO OBJETIVO DE CORTO PLAZO.

HUGO EURNEKIAN recibe a *Revista TRAMA* acompañado por Daniel Kokogian, su principal asesor en materia petrolera, en su oficina del segundo piso de ese edificio laberíntico donde Corporación América tiene su búnker en el corazón de Palermo, sobre la calle Bonpland. De fondo, a modo de ambientación, suena un compilado de música variada en Spotify, que va del *soul* de James Brown a composiciones más eclécticas e inclasificables como las que se escuchan hoy en día.

El presidente de Compañía General de Combustibles (CGC), brazo energético de Corporación América, el *holding* capitaneado por su tío Eduardo, exhibe su tranquilidad habitual, casi impertérrita. Pregunta si la música molesta y, ante la negativa del cronista, se introduce en la entrevista sobre los desafíos energéticos de la Argentina a mediano y largo plazo. En poco menos de una hora de charla, Eurnekian destaca el rol preponderante que puede jugar el gas en los próximos años; analiza la complementación con las energías renovables y advierte sobre el riesgo de dejarse contagiar por la '*fiebre*' por las energías limpias sin reparar en que por sí solas no alcanzan para cumplir con el objetivo de reducir la emisión de gases contaminantes.

«Soy un convencido de que el gas jugará un rol preponderante y que lo del combustible de transición (hacia las energías limpias) no es un *slogan*, sino que tiene mucho sentido, porque en la cuestión de electrificación, el gas es un combustible que puede ser eficiente y poco contaminante; comparado con las energías alternativas es flexible y no tiene el problema de la intermitencia», enumera el ejecutivo.

En el escritorio principal de la sala se despliega un amplio mapa catastral de las áreas petroleras de Santa Cruz. CGC posee la concesión de la mayoría de esos bloques, muchos de ellos subexplotados. El de la petrolera del grupo Eurnekian es el mayor desarrollo de gas fuera de Vaca Muerta de los últimos tres años. CGC incrementó más de un 60% la producción del fluido en los últimos 12 meses, según datos del IAPG. Inició la explotación de un campo de *tight gas* de arenas compactas en las áreas El Cerrito y Campo Indio Este. Se trató del primer desarrollo de *tight sands* en Santa Cruz y es el único proyecto no convencional incluido bajo el paraguas del programa de incentivos a la producción de yacimientos no convencionales que lanzó el Ministerio de Energía dirigido por Juan José Aranguren. Es, de hecho, la primera explotación no convencional fuera de la Cuenca Neuquina. «En octubre o noviembre de este año vamos a perforar el primer pozo en una formación *shale* de la provincia», adelanta el titular de CGC.

¿Qué rol puede jugar el gas como puente entre las energías fósiles y las renovables? ¿Cómo se estructura esa visión en la Argentina?

—

El desafío a nivel global es ir hacia una economía de baja emisión de gases de tipo invernadero, reducir el $C0_2$. Ése es claramente el destino y el objetivo que tenemos. Pero creo que lo primero y más importante es desmitificar a las renovables. Éstas juegan un rol relevante y trascendental, pero con la baja del costo de las renovables –que empiezan a ser realmente competitivas económicamente– existe una fiebre (por esas tecnologías). Y si bien son muy importantes, hay que dejar claro que no nos llevarán por sí solas al destino al que queremos llegar. No hay que pensar que, con el éxito que han tenido en estos últimos años, entonces ahora todo debe ser renovable, porque eso es imposible. Existe algo básico con relación a las energías renovables: mientras aumenta su *market share* –su participación– empieza a aumentar su costo, básicamente por su intermitencia. Si el pico de generación con renovables no está alineado con el pico natural del sistema, que es lo que normalmente ocurre, los parques eólicos y solares empiezan a entregar energía de sobra en un momento en donde no se necesita. Eso fue lo que nos pasaba, por ejemplo, con los parques eólicos que teníamos en Uruguay (N. de R.: Corporación América vendió sus dos granjas en mayo de 2017). Nos terminaban pagando por tener nuestros parques eólicos parados. Y después, el pico de la demanda de energía se cubría con soluciones mucho más caras. Por eso digo que no tenemos que obnubilarnos por el éxito que han tenido las renovables y pensar que con ellas llegamos al final del camino. Nos han acercado muchísimo hacia la meta, hay que defenderlas, pero hay que entender que no alcanza sólo con esas tecnologías.

CLARO, HAY QUE APUNTAR A UN MIX...

No hay que enamorarse de ninguna solución en particular, porque cada lugar, cada país tiene su realidad local, sus recursos naturales, su situación de demanda, entonces nadie puede decirte «ésta es la solución» porque, en definitiva, no hay una sola. Hay que desarrollar tecnologías. Podemos hablar de captura de CO_2, geotérmica, centrales nucleares pequeñas; no hay que cerrarse, hay que abrir el espectro e invertir en un mix de soluciones de distintas alternativas.

Con relación a esa 'fiebre' que se vive por las renovables a nivel global, ¿lo advierte como un riesgo o como algo que ya está pasando en la coyuntura argentina?

—

No, no creo que hoy sea un problema para la Argentina. Las renovables están creciendo mucho, hoy estamos en niveles saludables. Lo que digo, desde una mirada macro, es que no se puede pensar que las renovables van a resolver el problema energético en la actualidad. Lo analizo desde el lado del *policy maker* (hacedor de la política pública), hay que seguir buscando soluciones porque todavía no está claro cómo llegar a ese punto de llegada que nos proponemos vinculado a la reducción de gases contaminantes.

¿Y qué rol jugará el gas natural?

—

Soy un convencido de que el gas jugará un rol preponderante y que lo del combustible de transición no es un *slogan* sino que tiene mucho sentido, porque en la cuestión de electrificación, el gas es un combustible que puede ser eficiente y poco contaminante; comparado con las energías alternativas es flexible, no tiene el problema de la intermitencia, y puede reemplazar carbón y combustibles líquidos mucho más contaminantes no sólo en la generación sino en el proceso de electrificación al sustituir motores de combustión interna por motores eléctricos sobre la base de una generación más eficiente. El gas tiene un rol muy importante en la transición al bajar la contaminación significativamente, es barato,

“

EN LOS ÚLTIMOS 14 MESES DUPLICAMOS LA PRODUCCIÓN DE GAS, Y PARTE DEL CRECIMIENTO VA A IR POR GENERAR VALOR AGREGADO EN ESE GAS. LA GENERACIÓN ELÉCTRICA *IN SITU* O CERCA TIENE SENTIDO.

es abundante. Y otra cosa importante del gas es que deja de ser un *commodity* aislado; con la gran inversión en licuefacción que se está haciendo –sobre todo en EE.UU.–, el LNG se convertirá en un *commodity* global y abundante.

CGC ha estudiado la tecnología de LNG (evaluó la posible construcción de una tercera central regasificadora en el país), ¿considera que existen recursos y una masa de proyectos suficientes para pensar en la Argentina como exportador de gas?

—

Efectivamente pienso que sí, que la Argentina puede exportar LNG; lo que hay que discutir es el horizonte de tiempo. Es decir, no me lo propondría como objetivo de corto plazo, pero si se analizan los recursos naturales del país perfectamente podría serlo.

¿Ese proyecto podría concretarse en 10 años?

—

Ese plazo me parece un horizonte corto para pensar en ser exportadores de LNG. Creo que la Argentina tiene un montón de otros desafíos a resolver para llegar a ese nivel, que no tienen que ver con la industria propiamente dicha. Antes hay que resolver desafíos macro de la economía, vinculados a ser más eficientes, más competitivos, a construir infraestructura, marcos regulatorios, cuestiones impositivas, laborales. Hay un conjunto de cosas que no se resuelven de un día para otro, como la cantidad de jugadores (en la industria petrolera), los niveles de inversión, la oferta de servicios. Es un camino de más de 10 años. Y para llegar ahí hay que transitar un montón de estaciones previas que tienen muchísimo valor para el país y para la industria.

Entre los factores a mejorar mencionó la eficiencia, la infraestructura, la productividad laboral, la oferta de empresas de servicios. ¿Cuál debería ser la prioridad para trabajar en los próximos tres o cinco años?

—

Creo que es un error pensar que uno puede analizar esas cuestiones de forma separada. No se puede pensar que vamos a resolver la competitividad de la industria energética de manera aislada. Eso va a pasar cuando mejore la Argentina en su conjunto, cuando mejoremos los empresarios, cuando mejore el periodismo, cuando mejoren el debate y la opinión pública. Y eso provoque que seamos un país más confiable, con un mejor marco regulatorio, que podamos resolver el problema del déficit, así como también temas impositivos, sindicales, e incluso de la Justicia.

Con relación a los planes de CGC, la empresa se consolida como uno de los jugadores que más está ampliando su producción de gas, ¿están analizando la posibilidad de agregar valor al gas mediante alguna solución de electrificación?

—

Sí, absolutamente. En los últimos 14 meses duplicamos la producción de gas, y parte del crecimiento va a ir por generar valor agregado en ese gas. La generación eléctrica *in situ* o cerca tiene sentido. Lo mismo con la electrificación de la operación en el campo, hay varias cosas que podemos hacer para ganar eficiencia. Debemos entender los nichos de oportunidad.

En ese sentido, ¿están estudiando la construcción de una planta termoeléctrica en Santa Cruz?

—

Sí, permanentemente, es parte de nuestra obligación.

EN >

CGC apuesta por la producción de tight gas en Santa Cruz.

+
CGC, en números

3,9
millones de metros cúbicos diarios de gas producidos

1º
pozo *shale* de Santa Cruz será perforado en octubre

13
pozos exploratorios perforará en asociación con la firma británica Echo Energy

ÚNICO
proyecto no convencional de gas desarrollado fuera de la Cuenca Neuquina

Además de desarrollar *tight gas*, están evaluando la perforación de un pozo *shale* que sería el primero de ese tipo en Santa Cruz. ¿En qué consiste el proyecto?

—

Nuestra visión, lo que nos mueve y nos movió desde el inicio, es operar en la Cuenca Austral de Santa Cruz, que es un lugar subdesarrollado eminentemente gasífero, con un potencial enorme. La perforación de un pozo no convencional va en esa línea. En el famoso informe de la Agencia de Energía de Estados Unidos (EIA) que encumbró a Vaca Muerta, también se hacía referencia al potencial de la roca madre (de hidrocarburos) de la Cuenca Austral. Desde esa lógica, sentimos que como empresa ya hemos tenido un desarrollo importante a partir del crecimiento de la producción, de las reservas. Estamos perforando pozos con 1.200 metros de ala horizontal y 16 etapas de fractura, cuando el año pasado habíamos empezado con 800 metros y 10 etapas. En Canadá, con esta tecnología de completación de pozos (bolas de molino), el máximo es de 19 etapas de fractura. Esperamos llegar pronto a esa cifra. Hemos bajado los tiempos y los costos. Hoy un pozo de 1.600 metros y 16 fracturas nos cuesta lo mismo que los pozos que el año pasado perforábamos con 800 metros y 10 etapas.

¿Cuáles son las características del pozo que van a perforar en el *shale* de la cuenca?

—

La formación se llama Palermo Aike. El primero va a ser vertical; no será un pozo económico, ya que es el primer testeo para determinar la fracturabilidad y datos para después, sobre esa base, diseñar el horizontal.

¿Cuándo piensan perforarlo?

—

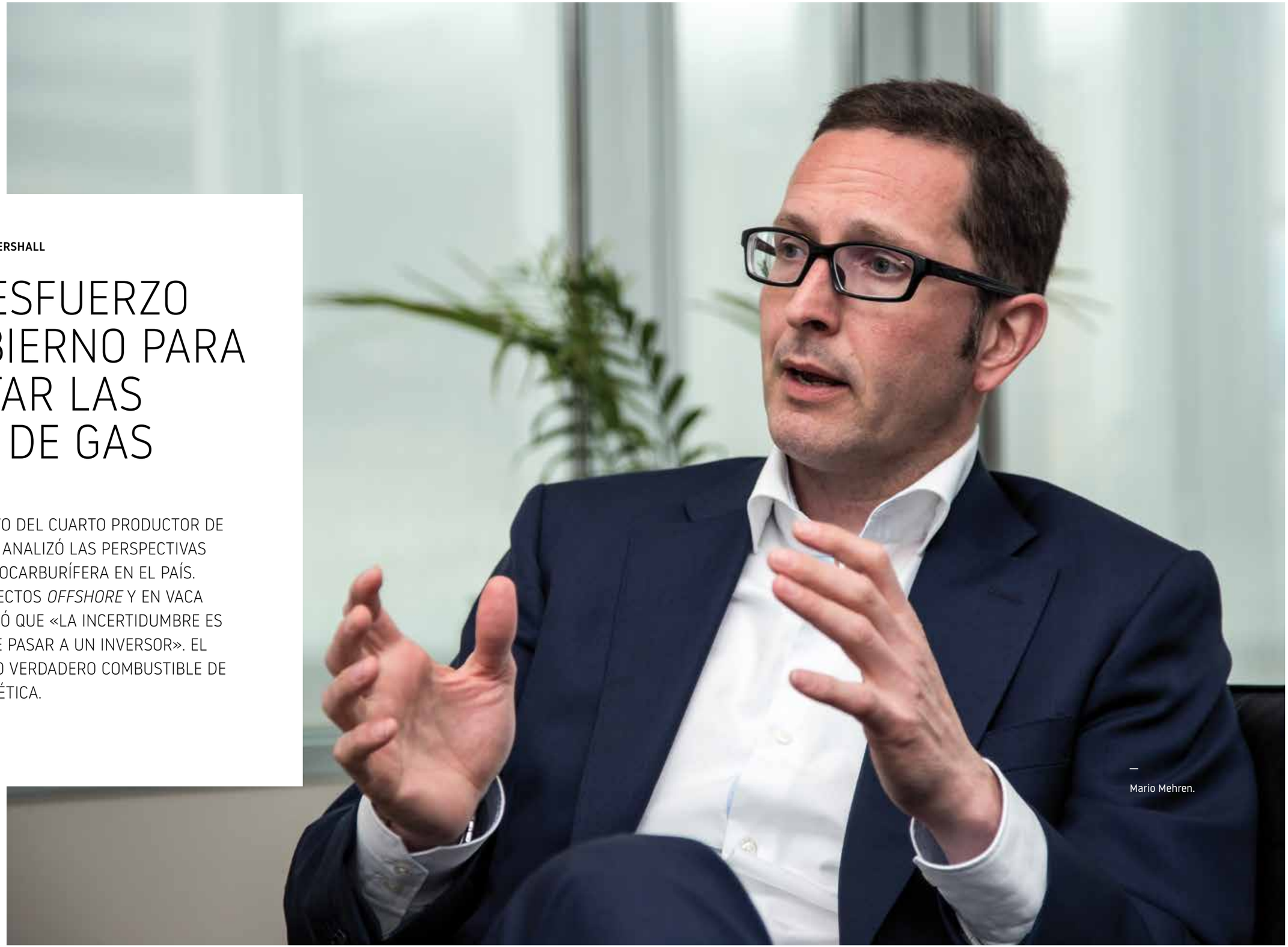
En el segundo semestre del año, en los meses de octubre o noviembre. Para que tengas una idea, las compañías anteriores que han perforado en esa área tuvieron *blow out* sin fracturar, se les ha venido el pozo. Por otro lado, con Echo Energy (una compañía de capitales británicos con la que se asoció en octubre del año pasado) estamos invirtiendo u$s 100 millones. Ya realizamos tres *workover* que testearon gas en un yacimiento de petróleo desarrollado. Sabíamos que había un potencial y lo comprobamos. A su vez, acabamos de terminar el primer pozo exploratorio de los 13 que vamos a perforar. El perfil del pozo pinta bueno y además estamos por cerrar los contratos de sísmica 3D. ×

MARIO MEHREN, CEO DE WINTERSHALL

VEO EL ESFUERZO DEL GOBIERNO PARA AUMENTAR LAS TARIFAS DE GAS

EL PRINCIPAL EJECUTIVO DEL CUARTO PRODUCTOR DE GAS DE LA ARGENTINA ANALIZÓ LAS PERSPECTIVAS DE LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA EN EL PAÍS. REPASÓ NUEVOS PROYECTOS *OFFSHORE* Y EN VACA MUERTA, PERO ADVIRTIÓ QUE «LA INCERTIDUMBRE ES LO PEOR QUE LE PUEDE PASAR A UN INVERSOR». EL FUTURO DEL GAS COMO VERDADERO COMBUSTIBLE DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA.

Por Nicolás Gandini



Mario Mehren.

EN >

< EN

“
MIRANDO DESDE AFUERA Y COMO EXTRANJERO, VEO EL ESFUERZO QUE HACE EL GOBIERNO PARA AUMENTAR LAS TARIFAS, QUE TIENE QUIZÁS UN ALTO COSTO POLÍTICO.

Wintershall está presente en la Argentina desde 1978.

>

MARIO MEHREN habla un perfecto español, casi coloquial. Su paso por Chile, donde se desempeñó como CFO de BASF y donde nacieron sus dos hijos, amplió su espectro idiomático. Joven, relajado y con facilidad para la empatía, transmite proximidad. El CEO de Wintershall, brazo petrolero del gigante petroquímico alemán BASF y cuarto productor de gas de la Argentina, pasó en mayo por Buenos Aires para celebrar los 40 años de la empresa en el país. También para repasar la agenda de inversiones locales que analiza la compañía. La entrevista con *Revista TRAMA* se realizó un lluvioso jueves de mayo en el piso 14 de la torre Boston de Retiro, donde Wintershall tiene sus oficinas. La referencia al cimbronazo cambiario –tema candente en la agenda veráncula– fue inevitable como disparador de la charla. «Algunos ya me pidieron que vuelva a Alemania, me adjudican lo que está pasando con el dólar», desdramatiza, divertido.

Mehren maneja un itinerario global: trata de viajar regularmente a Rusia y también a Noruega, grandes productores de gas que abastecen a Europa, pero también se hace tiempo para visitar la Argentina.

La compañía alemana –que además de Rusia, Noruega y Argentina está presente en mercados como Holanda, Libia y Abu Dhabi– tiene en su porfolio proyectos de desarrollo tanto en el *offshore* de la Cuenca Austral, en el mar al sur de Tierra del Fuego, como en Vaca Muerta, la formación de la Cuenca Neuquina que alberga ingentes recursos no convencionales de petróleo y gas.

Un día antes de la entrevista, Mehren repasó esas iniciativas con el ministro de Energía, Juan José Aranguren. El ejecutivo está acostumbrado a entablar relación con funcionarios del área energética de distintas personalidades. Se requiere versatilidad y practicidad. Todos los meses viaja a Moscú para liderar los proyectos de Wintershall en Rusia, donde es socio de Gazprom, el mayor productor de gas a nivel mundial. Mehren tiene la compleja tarea de separar los negocios de la macropolítica para neutralizar eventuales daños colaterales de la tirante relación entre Ángela Merkel, canciller de Alemania, y Vladimir Putin, hombre fuerte de Rusia. «Aprendimos a no tomar las cosas tan seriamente. Podríamos decir que existen dos mundos: la relación con nuestro socio (Gazprom) es muy buena.

A nivel político, actualmente no estamos pasando por un buen momento. Es un problema, pero que no impacta a nuestros proyectos», explica el ejecutivo, con una alta dosis de pragmatismo.

Los lazos de Wintershall con Rusia van camino a afianzarse.

La petrolera germana está en un proceso de fusión con DEA, una petrolera subsidiaria del fondo Letter One (L1), creado por el multimillonario ruso Mikhail Fridman. La jugada es ambiciosa: se apunta a crear una gran petrolera independiente en Europa.

«Todavía estamos en proceso de *due dilligence*. Si todo va bien, vamos a firmar los contratos definitivos a fines de julio. Queremos crear una empresa petrolera independiente importante, que es lo que falta hoy en Europa. Hay empresas muy grandes como Total, BP o Shell y empresas pequeñas con producciones de 150.000 barriles al día. Nosotros crearíamos una empresa que empezaría con 600.000 barriles al día para crecer a 800.000 barriles en tres o cinco años», precisó Mehren.

En la Argentina, Wintershall produce unos 26 millones de barriles equivalentes de petróleo (boe). La empresa está asociada con la francesa Total y con Pan American Energy (PAE) en el desarrollo de los complejos *offshore* Carina-Aries y Vega Pléyade en la Cuenca Austral, uno de los pulmones gasíferos más relevantes del país, y también en la Cuenca neuquina Y hace tres años comenzó a operar proyectos piloto en áreas con acceso a Vaca Muerta en Neuquén.

Durante mucho tiempo fueron socios no operadores en proyectos *offshore* de la Cuenca Austral, pero en los últimos años tomaron la operación de campos no convencionales en la Cuenca Neuquina. ¿Lo tomaron como un proceso natural?

—

Para nosotros fue natural. Siempre queremos operar porque nos da más influencia, más actividad. Es mucho más fácil entender el mercado, cómo funcionan los proveedores, las empresas de servicios. Es decir, también ayuda para los yacimientos donde no estamos operando. Creemos que después de tantos años ya somos parte de la industria energética en la Argentina. Y lo que hacía falta era la operación. Por eso, durante los últimos tres o cuatro años, duplicamos la cantidad de gente trabajando en la compañía. Se

“
AMÉRICA LATINA VA A SER UNA REGIÓN MUY RELEVANTE PARA LA FUSIÓN WINTERSHALL-DEA Y, DENTRO DE ESE PROCESO, LA ARGENTINA VA A SER EL PAÍS MÁS IMPORTANTE PARA NOSOTROS EN LA REGIÓN.

nota que ayuda en la autoestima de la gente. Es otra cosa. Es otro sentimiento. Por eso es algo natural, necesario y muy positivo.

En marzo anunciaron que se está evaluando lanzar el proyecto Fénix, un nuevo desarrollo *offshore* en la Argentina. ¿Cuál es el estado de la iniciativa?

—

Todavía estamos trabajando. No hemos tomado la decisión final de desarrollo, quedará para más adelante.
Fénix no es un desarrollo *shale*. En un desarrollo no convencional se puede parar después de un año si el mercado va en una dirección que no es la indicada. Es relativamente fácil. Pero en el *offshore* es distinto. Uno toma la decisión y en pocos meses está alcanzando el 90% de lo que va a invertir. Estamos hablando de un proyecto que fácilmente costará más de u$s 1.000 millones.

¿La decisión de avanzar o no con el proyecto está vinculada a cuestiones contractuales de la Argentina o a condiciones de la geología?

—

Es más que nada un tema del desarrollo del mercado y las reglas de juego. La geología la conocemos muy bien. Es una zona donde estamos trabajando desde hace años. El proyecto está listo para avanzar técnicamente. Debemos armar nuestro *business case* para ver si realmente lo llevamos adelante, porque son inversiones de muy largo plazo.

Después del lanzamiento de un nuevo programa de estímulo a la inversión en gas que tuvo marchas y contramarchas regulatorias y con relación a la idea del Gobierno de recontractualizar el mercado, ¿cómo analiza ese proceso?

—

Pienso que la dirección es la correcta. El gobierno quiere crear las reglas del mercado con menos influencia del Estado y menos subsidios. Es bueno porque como empresa estamos acostumbrados a competir. Lo que dije en Alemania unos meses atrás, y lo sigo sosteniendo, es que necesitamos reglas claras. Es decir, lo que pasó entre la Resolución 46 y la 419 (del Ministerio de Energía) no es bueno. Nosotros, por mala suerte quizás, tomamos la decisión de avanzar con el desarrollo (de *shale gas*) de Aguada Pichana Este justo en el medio de esas dos resoluciones. Lo que necesitamos son reglas claras desde el inicio. Sigo pensando, aunque sé que el ministro (Aranguren) tiene otra opinión, que la Resolución 419 no nos ayudó. Quizá ayudó a uno u otro productor, pero no a los que ya estaban en proyectos de producción no convencional. A mí me hubiera gustado una implementación de la Resolución 46 como nosotros la entendimos, como un apoyo a toda la producción de *shale gas* nueva proveniente de cualquier proyecto aprobado. Para las inversiones, la incertidumbre es lo peor que puede pasar porque en cada decisión te preguntás si más adelante te van a cambiar las reglas de hoy. Eso fue algo que no me gustó, pero al mismo tiempo destaco que sí se tomaron otras decisiones que favorecen el desarrollo de la industria en el país.

¿Cuánto tiempo debe pasar para retomar la confianza? ¿Es posible delimitar temporalmente esa cuestión?

—

No se puede delimitar eso porque es algo más emocional que intelectual. Lo más importante es que el gobierno continúa con una dirección hacia el mercado. Mirando desde afuera y como extranjero, veo el esfuerzo que hace el gobierno para aumentar las tarifas, pagando quizás un alto costo político. Me imagino que no es fácil seguir este camino hacia delante, pero personalmente pienso que es un camino necesario. El gobierno tiene una tarea tremenda en mejorar las cosas que no funcionaron bien durante 12 años.

En Vaca Muerta son socios de varios desarrollos y también están operando sus propias áreas. ¿Cómo avanza el desarrollo de pilotos?

—

En Aguada Pichana Este, el proyecto se está realizando exitosamente. Estamos contentos. En Bandurria Norte y Aguada Federal terminamos los proyectos piloto, estamos analizando los resultados y preparándonos para la fase de desarrollo masivo. Para fin de 2018 o principios de 2019 vamos a decidir cómo avanzar con estos proyectos. Bandurria Norte y Aguada Federal son campos de *shale oil*. Me parecen muy atractivos, especialmente con los precios interesantes del petróleo que hay ahora. Soy muy optimista y pienso que vamos a llevar adelante el desarrollo.

En torno a la explotación de Vaca Muerta existen posiciones disímiles. Algunos sostienen que ya están dadas las condiciones para avanzar y otros advierten que aún resta destrabar cuestiones de competitividad, infraestructura, mercado. ¿Cuál es su posición?

—

Lo primero y más importante es que la geología es realmente muy buena. Lo que observamos desde el punto de vista de producción de los pozos es muy positivo. Además, vemos que podemos bajar costos de perforación y completación de cada pozo. Lo que sí me preocupa es la logística, los servicios, la infraestructura. Como

industria necesitaríamos perforar alrededor de 4.000 pozos por año para lograr un desarrollo masivo. Eso no se logra con una ruta chiquita que va de Neuquén a Añelo; el tren que es muy importante y se necesita; tenemos que traer más empresas de servicios; el abastecimiento de arena también es muy complicado. Creo que la barrera entre tener éxito o no en Vaca Muerta estará dada realmente por la infraestructura y la logística.

¿Cómo avanza el proceso de fusión con Letter 1?

—

Está firme, aún en proceso de *due dilligence*; si todo va bien vamos a firmar los contratos definitivos a fines de julio. Luego necesitaremos entre tres y seis meses para obtener las autorizaciones *antitrust* y la aprobación de las autoridades energéticas en los distintos países donde estamos presentes. Queremos lanzar el negocio con la nueva empresa a inicios de 2019.

¿Evalúan listarse en alguna bolsa?

—

Absolutamente. La idea es crear, por lo menos en Europa, una empresa petrolera independiente importante, que es lo que falta.

¿Cómo impactará la fusión en los negocios de Wintershall en la Argentina?

—

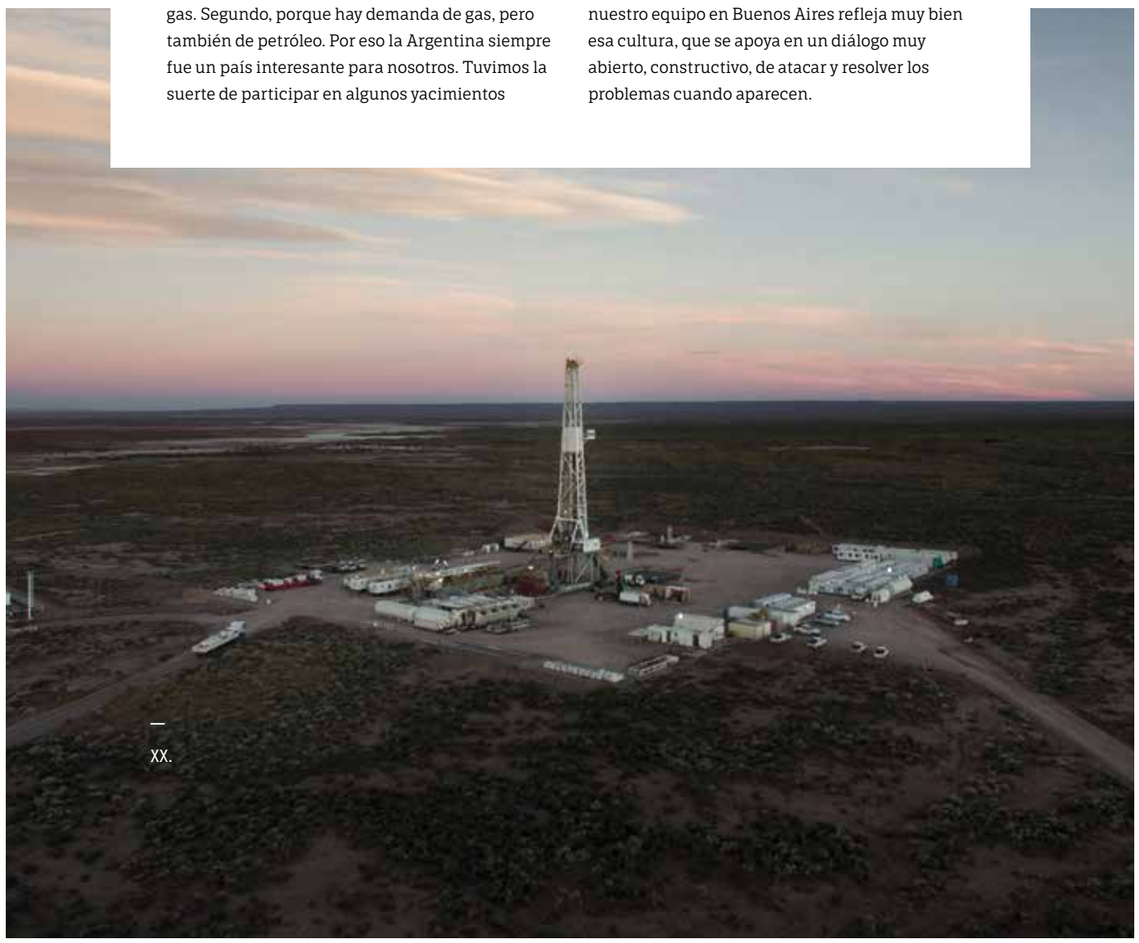
Las dos empresas, tanto Wintershall como DEA (subsidiaria de Letter 1), incrementaron casi el 50% su producción en los últimos seis años y queremos seguir por este camino. La Argentina es parte de ese crecimiento. No vamos a atrasar proyectos ni a frenar ningún desarrollo; al contrario, vamos a seguir adelante. En realidad, vamos a tener más presión para desarrollar nuevos proyectos porque cuando uno se lista en la Bolsa lo que tiene que contar es una historia de crecimiento. No se compran acciones en

+

Empresa de las cuatro décadas

Wintershall desembarcó en la Argentina en 1978. Es el cuarto productor de gas, sólo por detrás de YPF, Total y Pan American Energy (PAE). Construyó un cuidado perfil bajo apuntalado, además, por su condición de socio no operador de los yacimientos en los que participa, como Carina-Aries, Vega Pléyade, Aguada Pichana y San Roque, entre otros. Este 2018 se cumplen 40 años de presencia ininterrumpida de la empresa alemana en el país.
«Llegar a la Argentina hace tantos años fue un paso muy importante y exitoso. El país cuenta con todos los ingredientes que necesitamos como empresa petrolera. Primero, porque hay petróleo y gas. Segundo, porque hay demanda de gas, pero también de petróleo. Por eso la Argentina siempre fue un país interesante para nosotros. Tuvimos la suerte de participar en algunos yacimientos importantes», destaca Mario Mehren, CEO de Wintershall, en diálogo con este medio.

¿Cómo fue la imbricación hace 40 años de una empresa alemana en Argentina, donde existen otras tradiciones políticas, económicas y culturales?
—
La ventaja que tiene el Grupo BASF es que posee mucha experiencia en trabajar en el extranjero y en Sudamérica. Obviamente empezamos siendo sólo socios y eso facilitó las cosas. Fue bastante sencillo llegar. Nosotros no pensamos en términos de una cultura argentina o alemana, sino que tenemos una cultura Wintershall. En ese sentido, nuestro equipo en Buenos Aires refleja muy bien esa cultura, que se apoya en un diálogo muy abierto, constructivo, de atacar y resolver los problemas cuando aparecen.



—
XX.

> “
> SI CHINA CAMBIARA EL 25% DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE CARBÓN POR GAS, CREARÍA UN MERCADO TAN GRANDE COMO EL EUROPEO.

caída. Es bueno para la región, porque América latina va a crecer dado que DEA tiene actividades en México, nosotros en la Argentina, y recién recibimos licencias de exploración en Brasil. Es decir, América latina va a ser una región muy relevante para Wintershall-DEA y la Argentina es el país más importante en la región dentro de ese proceso.

EL TRASPIÉ DE LAS RENOVABLES

Mehren –que ingresó hace más de 20 años en BASF, uno de los mayores jugadores de la industria petroquímica y empresa controlante de Wintershall– despliega una postura muy crítica de la *Energiewende* alemana, tal como se conoce el programa estatal para apalancar la transición energética de Alemania a fin de reducir la emisión de gases contaminantes.

Alemania es uno de los referentes en Europa en materia de energías renovables, pero en declaraciones recientes usted fue muy crítico con respecto al programa desplegado para luchar contra el cambio climático. ¿Podría precisar su posición?
—
En Alemania, para ser bien franco con lo que pasó, (el programa) fue un desastre completo. Tenemos una situación donde sí logramos aumentar el porcentaje de las renovables –especialmente en la generación de electricidad–, pero al mismo tiempo crecieron las plantas eléctricas de carbón. En los últimos años gastamos cientos de millones de euros y nuestras emisiones de CO_2 no bajaron para nada. Es un desastre. Se trató de una política equivocada porque quisimos hacer de todo: aumentar el porcentaje de las renovables, la cantidad de vehículos eléctricos, incrementar la generación de energía solar en los edificios y todo esto gastando plata y más plata, por lo que perdimos de vista el objetivo principal, que era bajar emisiones. Creo que lo que se necesita es gas. El gas es el camino más fácil y económico con la tecnología que tenemos disponible hoy, para bajar las emisiones de CO_2. Puede ser que en 50 años tengamos distintas tecnologías que nos puedan ayudar, pero hoy el gas es el camino y esto se puede ver en Inglaterra. Ellos invirtieron fuertemente en él, aumentaron la cantidad de producción de electricidad y cada año han logrado bajar sus emisiones. Si miramos a Estados Unidos, ocurre lo mismo, no tanto por una política sino por la incidencia en el mercado del desarrollo del *shale*. El resultado es igual: aumenta el gas en electricidad, transporte y calefacción.
La Argentina ya tiene un *mix* energético muy bueno, mejor que la mayoría de los países en Europa porque no tiene carbón. Más del 40% de la generación es con gas natural. Por eso, en lo personal no veo la necesidad de incentivar tanta inversión en renovables. Nadie en el mundo debería cometer el error que cometió Alemania en términos de subsidios.

La Argentina cuenta una participación muy alta del gas en su matriz energética, pero aun así cuesta imaginar al país como un exportador de GNL. ¿Cree que a mediano plazo podría ser un exportador de gas?
—
Sí, absolutamente. Si aplicamos las reglas del mercado y logramos solucionar los temas de infraestructura, de logística en la Cuenca Neuquina, pienso que el potencial es gigante. Se puede pensar en exportar a Chile, como sucedió en el pasado. Y además, por ejemplo, se puede poner una planta de licuefacción en Bahía Blanca y exportar primero a mercados como Brasil y después donde sea. Pienso que el consumo de gas en el mundo va a aumentar. Y esto no es sólo mi opinión, porque si uno mira especialmente a Asia, si China e India quieren solucionar su tema climático, deberán aumentar su consumo de gas para reemplazar el carbón.
Una cifra: si China cambiara el 25% de la generación eléctrica de carbón por gas, crearía un mercado tan grande como el europeo. Es decir, estamos hablando de 500 billones de metros cúbicos al año. Estoy absolutamente convencido de que habrá más demanda. ×

—
Carlos Ormachea.

CARLOS ORMACHEA

VACA MUERTA ES UNA REALIDAD QUE CAMBIA EL PARADIGMA DE LA MATRIZ ENERGÉTICA

—

EL PRESIDENTE DE TECPETROL, BRAZO PETROLERO DE TECHINT, ASUME QUE LA PRODUCCIÓN DE GAS DE VACA MUERTA YA ES UNA REALIDAD. Y PROPONE UNA SERIE DE ALTERNATIVAS PARA APALANCAR EL FUTURO ENERGÉTICO DEL PAÍS A PARTIR DEL DESARROLLO DE LOS CAMPOS NO CONVENCIONALES DE NEUQUÉN. «EL PRÓXIMO PASO DEBERÍA SER VINCULAR EL GAS DE VACA MUERTA CON LA GENERACIÓN DE ENERGÍA PARA REEMPLAZAR IMPORTACIONES», VISLUMBRA.

Por Nicolás Gandini

“
ME PARECE QUE EL PRÓXIMO PASO TENDRÍA QUE SER EL TURNO DE LA GENERACIÓN TÉRMICA PARA ABRIR UN POCO MÁS LA DEMANDA DE GAS DE VACA MUERTA. Y DESPUÉS HAY DOS O TRES COSAS PRÁCTICAS QUE EL GOBIERNO YA ESTÁ ENCARANDO.

CARLOS ORMACHEA desgrana las principales características de Fortín de Piedra, el desarrollo de *shale gas* más importante de Vaca Muerta, a un grupo de periodistas que escuchan en una sala de conferencias especialmente montada en las instalaciones de Tecpetrol en el yacimiento neuquino. Son las 10.15 de una mañana fría del último martes de mayo, a más de dos horas de viaje en combi desde la capital provincial. Se nota que hay un disfrute en la exposición del presidente de la petrolera del Grupo Techint. No sólo por la magnitud del proyecto, que involucra una inversión de más de u$s 2.300 millones en una primera fase y se convirtió en un campamento gigante donde trabajan diariamente más de 4.500 personas, la mayoría enroladas en el gremio de la construcción. También por la perspectiva histórica que Techint le asigna a Vaca Muerta. Para el *holding* que lidera Paolo Rocca, el reservorio no convencional de la Cuenca Neuquina es una oportunidad única para incrementar la producción de petróleo y gas en las próximas décadas, reducir los costos de la energía y, por consiguiente, mejorar la competitividad de la economía argentina. Esa mirada integral de Vaca Muerta como proyecto-país se hizo carne en los ejecutivos del grupo ítalo-argentino. Se percibe en Ormachea que su convencimiento es genuino. Su abordaje es sistémico, en espejo con el *expertise* de Techint, que con distintas subsidiarias está construyendo las *facilities* para operar el yacimiento (a través de Techint Ingeniería y Construcción); provee los tubos sin costura para pozos y gasoductos por medio de Tenaris, y lidera la explotación petrolera con Tecpetrol.

Ormachea transmite ese perfil global: Vaca Muerta puede ser la llave para reemplazar importaciones de gas y combustibles líquidos, pero también podría ser un vórtice para superar la restricción externa de falta de dólares que cíclicamente afecta a la economía local. «Hace tiempo sabemos que tenemos Vaca Muerta ahí, pero hace relativamente poco que hemos confirmado la calidad y el potencial de ese recurso», sostiene Ormachea en diálogo con *Revista TRAMA*.

El CEO de Tecpetrol ingresó a Techint hace más de 40 años. Serio y formal, afloja su gesto adusto cuando se zambulle en una argumentación teórico-conceptual. La complementariedad de Vaca Muerta con las energías renovables le preocupa. Por eso, no duda en afirmar que, en este momento histórico, lo prioritario es incentivar el desarrollo del gas. «El punto, en todo caso, es modular con cierta inteligencia y tacticidad la velocidad con la que avanzamos en cada una de estas patas (la gasífera y la renovable). En mi opinión, ahora sería oportuno abrir un espacio para el gas que va a venir de Vaca Muerta en esta fase inicial y facilitar esta rueda para que se empiece a mover con un poquito más de dinamismo», advierte el ejecutivo.

Desde el B20 proponen que el gas puede ser el puente de energías fósiles y renovables porque posee muchas menos emisiones de gases contaminantes que el carbón y el petróleo. ¿Qué particularidades tiene esa recomendación en la Argentina?

—

Coincido con esa visión. Y como dijo el ministro (de Energía, Juan José Aranguren) en la última reunión del B20 en Buenos Aires hace dos meses, esa transición será recorrida por cada país atendiendo a sus circunstancias particulares. De dónde arranca y hacia dónde tiene que ir, cuáles son las alternativas que tiene para moverse en esta transición y cuáles son sus recursos disponibles, eso dependerá de cada país.

En este escenario, la Argentina tiene una novedad que es la confirmación del recurso Vaca Muerta. Hace tiempo sabemos que tenemos Vaca Muerta ahí, pero hace relativamente poco que hemos confirmado la calidad y el potencial de ese recurso. Y como esto es una novedad, creo que es un elemento nuevo que cambia el paradigma de matriz energética con el que puede manejarse la Argentina hoy. Entonces, esa transición hacia energías más limpias me parece que en nuestro caso debe incorporar la novedad del gas de Vaca Muerta como elemento que nos permita ir en esa dirección, en primer lugar. Y, en segundo término, aprovechar al máximo posible este recurso que puede mejorar sustancialmente la competitividad económica de la Argentina, porque podría ser un *driver* muy importante de inversión y de crecimiento; además, si somos exitosos en desarrollar el gas de Vaca Muerta, creo que vamos a tener una fuente de energía primaria muy abundante que va a contribuir a bajar los precios de la energía y, consecuentemente, a mejorar la competitividad de todo el sector productivo.

Funcionarios del Gobierno han declarado últimamente que la reducción de los gases de efecto invernadero es uno de los *drivers* de la política energética. Sin embargo, esa visión parece todavía no estar enlazada con la oportunidad que significa Vaca Muerta para avanzar en la reducción de gases contaminantes. ¿Cómo evalúa esa situación?

—

Como dije antes, el gas de Vaca Muerta es novedoso. Por lo menos es novedoso en la apreciación de que esto es una realidad. Como concepto potencial estaba ahí adelante. Pero, sin embargo, cuando tenés que tomar decisiones debés hacerlo asegurando las cosas que te pueden dar resultados. Y Vaca Muerta era, en algún aspecto, un signo de pregunta. Con lo que ha hecho YPF, que fue un pionero en avanzar en Vaca Muerta, y con lo que han hecho otros operadores y ahora nosotros en el desarrollo de Fortín de Piedra, hemos confirmado entre todos que el potencial es una realidad. Entonces, hoy se puede contar a Vaca Muerta como una parte de la solución, tan real como cualquier otra alternativa que podíamos haber considerado antes. Me parece que el Gobierno está viendo esto y ya ha hecho cosas en esta dirección, porque en marzo de 2016 avanzó con la Resolución 46 (de Energía) que, de alguna forma, define un horizonte de precios de referencia que baja la incertidumbre y permite avanzar con las inversiones en un momento en donde todo esto arranca y los costos son más altos de lo que uno espera una vez que estemos a régimen.

Por otra parte, el Gobierno también avanzó en el tema renovables y me parece que no está mal lo que hizo; la decisión seguramente ha sido correcta en el momento en que se tomó, porque cuando asumieron el déficit era muy grande y tuvieron que abrir todas las puertas posibles para achicar el *gap* y hacer un *catch up* en lo que nos faltaba en generación eléctrica.

Me parece que eso era razonable en ese momento, porque además no había seguridad sobre la respuesta ante las distintas alternativas. El punto, en todo caso, es modular con cierta inteligencia y tacticidad la velocidad con la que avanzamos en cada una de estas patas. Creo que ahora sería oportuno abrir un espacio para el gas que va a venir de Vaca Muerta en esta fase inicial, y facilitar a la rueda para que se empiece a mover con un poquito más de dinamismo. Una vez que esto arranca tiene su propia dinámica, que naturalmente debiera llevarnos a un escenario de baja de

Tecpetrol está invirtiendo u$s 2300 millones en Fortín de Piedra.

<

“
LO NOVEDOSO ES QUE EL GAS DE VACA MUERTA ES UNA REALIDAD. COMO CONCEPTO POTENCIAL ESTABA AHÍ ADELANTE. PERO HOY YA ES UNA REALIDAD.

costos básicamente por mejoras de eficiencia en todos los procesos y en toda la cadena productiva, como hemos visto que pasó en Estados Unidos, y a partir de ahí tener otro tamaño de industria en este tema. Todo esto puede tener el dinamismo que contagia a otras actividades de la economía; cuando mirás lo que significa desarrollar de cero todos estos campos, porque la mayor parte son proyectos que van a tener que construir pozos para producir y, a la vez, contar con facilidades para el tratamiento del gas, del petróleo, etcétera. Con lo cual, hay un efecto multiplicador de inversión muy importante en toda una cadena productiva como lo es la metalmecánica, transporte, vivienda, infraestructura, entre otras.

Cuando dice que el Gobierno podría ‘*abrir*’ un poco más al gas que se está produciendo en Vaca Muerta, ¿en qué tipo de vehículo o herramienta está pensando en términos prácticos?
—
En general, los mercados más dinámicos para el crecimiento de la demanda de gas están en la generación eléctrica. Entonces, me parece que el próximo paso tendría que ser el turno de la generación doméstica para abrir un poco más la demanda de gas. Y después hay dos o tres cosas prácticas que el Gobierno ya está encarando. Por eso, no es que el Estado está mirando para otro lado; lo ven, lo entienden y lo están tratando de gestionar en la dirección correcta. Pero hay un tema de reemplazo de importaciones de gas, básicamente de gas licuado (LNG) y de líquidos que todavía se importan en determinados momentos del año para generar electricidad. Esto es un ahorro muy importante para el país. Ahí el Gobierno puede hacer varias cosas, desde avanzar en la definición de la regulación para poder hacer almacenamiento de gas en la Argentina que permita subir la producción en verano para luego utilizarla en invierno, reemplazando importación de gas licuado o de líquidos, hasta modular el contrato de importación que tenemos con Bolivia, con valores fijos durante todo el año, que hoy rondan los u$s 5,90 por MMBTU.
El Gobierno tiene la intención, y creo que lo está haciendo, de negociar con Bolivia algún tipo de flexibilidad para importar menos en el verano y más en invierno, de modo de aumentar la demanda de verano, que es el problema del desarrollo de la industria del gas en la Argentina, para luego tener gas en invierno. Porque el problema en esta industria es la demanda de verano, que define de algún modo la oferta de invierno. Lo que no se puede vender en verano es una producción que no vas a tener en invierno, porque no hay proyectos en la Argentina en los cuales puedas desarrollar o recuperar la inversión produciendo cuatro meses por año. Necesitás producir todo el año para poder recuperar la inversión de un proyecto, sobre todo en Vaca Muerta, en su fase inicial.
La otra cosa que el Gobierno puede hacer, y ya lo está haciendo, es volver a habilitar, viabilizar, facilitar las exportaciones de gas a la región, sobre todo a Chile y eventualmente a algún otro país. Ya arrancaron permitiendo al principio una exportación en verano, con la obligación de reimportar o de compensar en invierno. Y ahora ya prácticamente ven que se va a poder avanzar sin afectar el suministro doméstico facilitando las exportaciones definitivas. Todo esto contribuye a aumentar el marcado de gas para la producción que nosotros podamos hacer, que va a ser cada vez más grande.

VACA MUERTA

Tecpetrol lleva invertidos más de u$s 1.100 millones en la construcción de Fortín de Piedra, el mayor campo de *shale gas* del país. El yacimiento ya produce más de 7,5 MMm³/día de gas desde Vaca Muerta, es decir, alrededor de un 6% de la oferta del fluido a nivel nacional. La meta es alcanzar un plató de producción de más de 15 MMm³/día de *shale gas* para mediados del año próximo. Hasta ahora, Tecpetrol perforó más de 50 pozos horizontales en el área. Empezó con perforaciones de 1.500 metros de rama lateral, con 27 fracturas, y ahora está migrando hacia pozos con 2.000 metros de rama lateral y 34 etapas. La productividad es muy buena. Los pozos arrancan, en promedio, con una oferta superior a los 400.000 m³/día de gas.

“
HOY EN LA ARGENTINA EL COSTO DE LA ENERGÍA GENERADA CON GAS ES MÁS BARATO QUE CON CUALQUIER OTRA ALTERNATIVA, INCLUYENDO LAS RENOVABLES.

La semana pasada visitamos el proyecto Fortín de Piedra de Tecpetrol. Se percibe el optimismo de todo el Grupo Techint. ¿Cree que en dos o tres años la empresa será capaz de producir gas de Vaca Muerta con un precio de mercado de u$s 5?

—

En tres años y medio termina el esquema que ha puesto el Gobierno para ayudar al arranque de Vaca Muerta (establecido en la Resolución 46 de Energía), que en definitiva no es nada más que darle al inversor las condiciones que tendría, o ni siquiera eso; tendría mejores si el mercado funcionase sin ninguna interferencia, porque debería reflejar el precio del gas en la región.

Es el precio marginal de importación del LNG que paga la Argentina...

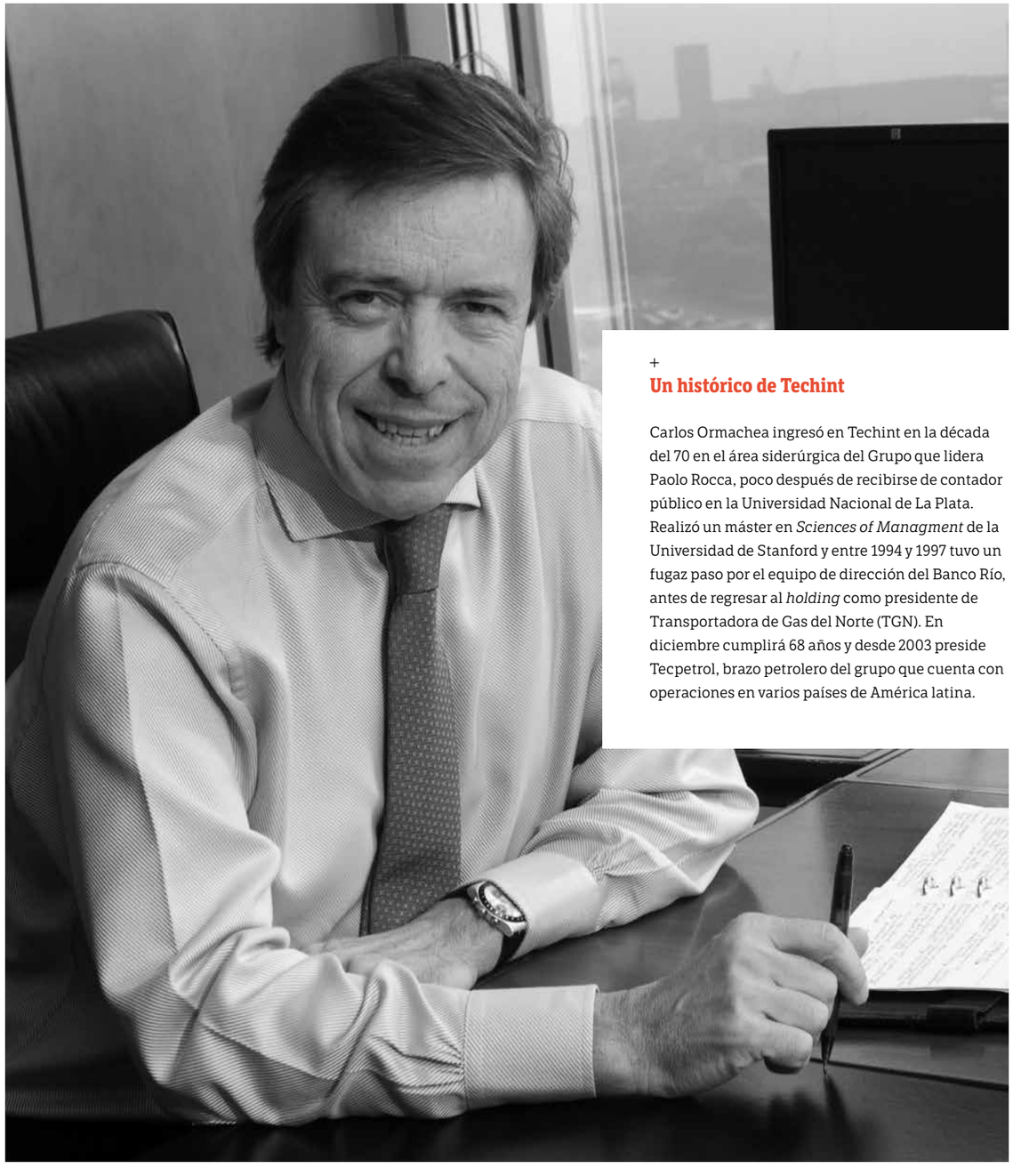
—

El precio de referencia que ha puesto el Gobierno en esta Resolución está por debajo del precio del LNG en la región. De alguna manera, los precios están regulados por la intervención de la empresa estatal Enarsa, que es un importador que luego vende a un precio regulado en el mercado doméstico. Creo que cuando el programa termine, nosotros, al igual que otros que están invirtiendo, debiéramos estar en condiciones de poder seguir desarrollando Vaca Muerta en el orden de los precios que acabás de mencionar; estamos hablando de u$s 5 por MMBTU. Yo aspiro a que, en la medida en que se logre una escala de actividad en toda la cadena de valor que permite mejorar sustancialmente la eficiencia del uso de los recursos, de los equipos básicamente, será posible bajar el costo de desarrollo del gas de Vaca Muerta de manera sustancial. Por eso nosotros hablamos generalmente de números que son objetivos. Hablamos de poder desarrollar Vaca Muerta de manera que sea competitiva contra otros sectores o áreas de producción de gas en el mundo con precios en el orden de los u$s 4.

El Grupo Techint realizó un estudio que compara los costos de generación eléctrica con gas y con fuentes renovables como la eólica y la solar. ¿Cuáles fueron las principales conclusiones de esa investigación?

—

La principal conclusión que hizo una consultora especialista en el mercado eléctrico es que hoy, en la Argentina, el gas es la fuente de energía más competitiva para generar electricidad. Cuando digo más competitiva me refiero a que el costo de la energía generada con gas es más barato que con cualquier otra alternativa, incluyendo las renovables y aun tomando en consideración los precios de la última licitación, que fueron sustancialmente más bajos que los de la primera. Dentro de las renovables hay distintos precios. Tenés un parque eólico en la provincia de Buenos Aires que termina siendo más competitivo porque está más cerca de los centros de consumo. También está la energía solar en el norte, que está más lejos y, por lo tanto, es más cara. El estudio computó todos los casos sin ningún subsidio para ninguna de las fuentes. La cuenta hay que hacerla con un costo en el que cada una de las alternativas compita mano a mano. Y, además, teniendo en consideración cuáles son los productos que te da un ciclo combinado. Cuando hacés una inversión en un proyecto de un ciclo combinado con gas, tenés dos productos: uno que es la potencia, que es el respaldo para poder generar, y la seguridad de que podés tenerla en cualquier momento, y luego tenés otro producto que es la energía: cuando la planta empieza a funcionar genera y consume combustible, etcétera. Por eso hoy, hasta que no se resuelva el tema del almacenamiento, económicamente las energías renovables son por definición interrumpibles. Lo que te dan es energía, pero no te dan potencia. Cuando se compara una con otra, la diferencia es muy importante a favor del gas. Y aun comparando la energía interrumpible con el costo completo de sumar energía más potencia en el caso del ciclo combinado, este último sigue siendo muy competitivo. ×



+

Un histórico de Techint

Carlos Ormachea ingresó en Techint en la década del 70 en el área siderúrgica del Grupo que lidera Paolo Rocca, poco después de recibirse de contador público en la Universidad Nacional de La Plata. Realizó un máster en *Sciences of Managment* de la Universidad de Stanford y entre 1994 y 1997 tuvo un fugaz paso por el equipo de dirección del Banco Río, antes de regresar al *holding* como presidente de Transportadora de Gas del Norte (TGN). En diciembre cumplirá 68 años y desde 2003 preside Tecpetrol, brazo petrolero del grupo que cuenta con operaciones en varios países de América latina.

TEÓFILO LACROZE

EL GAS NATURAL ES EL SOCIO IDEAL PARA LAS RENOVABLES PORQUE RESUELVE SU INTERMITENCIA

—

EL PRESIDENTE DE SHELL ARGENTINA EXPLICA QUE, MIENTRAS QUE GLOBALMENTE ASCIENDE LA PARTICIPACIÓN DE LAS ENERGÍAS VERDES, EN EL SENO DEL B20 SE PROPONEN RESOLVER EL PROBLEMA DE SU INTERMITENCIA CON APOYO DEL GAS NATURAL. EL ROL DE VACA MUERTA EN ESA TRANSICIÓN, ASÍ COMO EL VALOR DE LA EFICIENCIA Y DEL CONSUMO SOSTENIBLE, EJES DE LA AGENDA QUE VIENE.

Por Lucas Lufrano

EL MUNDO SE ENCAMINA hacia una matriz energética más limpia. Esa visión es unánime entre todos los actores con alguna participación en el negocio de la energía. Sin embargo, aún persiste el interrogante sobre cómo resolver las fluctuaciones en la disponibilidad de recursos que ofrecen las fuentes renovables. En ese escenario, en el marco del *Business 20* (B20), –el grupo que representa al sector privado en el G20–, se empezó a discutir hace un tiempo el papel de soporte que podría brindar el gas en esta etapa de transformación y abandono paulatino de los combustibles fósiles.

Frente a la presunta dicotomía entre el desarrollo de las renovables y la explotación de Vaca Muerta, Téofilo Lacroze, presidente de Shell Argentina, anticipa que el crecimiento del país requerirá una oferta donde se complementen ambas fuentes. Sucede que —en su opinión— mientras retrocede globalmente el uso del carbón, el reservorio no convencional de Neuquén se convertirá en un agente clave para aprovechar la mayor demanda de gas natural de otros países.

La filial local de la multinacional anglo-holandesa vendió recientemente sus activos en *downstream* a Raízen, un *joint venture* que se divide en partes iguales entre la propia Shell y el grupo Cosan de Brasil. Lacroze vivió algunos años en el gigante del Mercosur antes de regresar a la Argentina. Licenciado en Administración de Empresas con un MBA en Estrategia, se desempeñó en el país vecino como ejecutivo de alto rango del *holding* desde mayo de 2011 hasta mediados de 2015, cuando desembarcó en Buenos Aires para reemplazar al ahora ministro Juan José Aranguren.

"La Argentina está en una posición de privilegio para acompañar esa metamorfosis a escala global con la mayor oferta de gas natural que tendrá disponible una vez que se produzca el desarrollo pleno del yacimiento neuquino", destaca Lacroze en diálogo con *Revista TRAMA*.

En las últimas discusiones del B20 se mencionaron las virtudes del gas como combustible de la transición energética desde los fósiles hacia las renovables. ¿Cómo se explica ese razonamiento desde una mirada global y cómo se aplica en la Argentina?

—

Tanto a nivel local como global estamos atravesando una importante transición energética. En el plano internacional se está dando un cambio progresivo pero sin pausa en la matriz global, donde disminuye la participación del carbón, el combustible que mayores emisiones genera, y se lo reemplaza por otras fuentes de energía menos contaminantes, como el gas natural. Éste actúa como un socio de las renovables en la transición hacia una matriz más limpia, ya que resuelve de forma inmediata el desafío de intermitencia de aquéllas. La Argentina, que cuenta con un potencial notable en gas natural gracias a Vaca Muerta, puede ser un gran actor de cambio en esa dirección.

La principal recomendación del B20 es acelerar la transición hacia energías sustentables y limpias. En la Argentina, ¿cómo debe interpretarse esa posición en relación con el desarrollo de Vaca Muerta?

—

El desarrollo de Vaca Muerta no es incompatible con la transición hacia una matriz energética más sustentable. La Argentina está en una posición de privilegio para acompañar esa metamorfosis a escala global con la mayor oferta de gas natural que tendrá disponible una vez que se produzca el desarrollo pleno del yacimiento neuquino. A su vez, no todos los segmentos, sectores y países que precisan de energía para funcionar cuentan con las mismas opciones o velocidades de transformación. En Shell creemos que todas las fuentes serán necesarias para satisfacer la demanda mundial y nuestro compromiso es brindar a los clientes soluciones amplias garantizando que cada vez sean más limpias y sustentables.

¿Cómo debería propiciarse el desarrollo masivo de Vaca Muerta desde la perspectiva de un modelo de negocios circular como el que propone el G20?

—

El objetivo de una economía circular es retener el mayor valor posible de los recursos, productos, componentes y materiales para crear un sistema basado en ciclos de largo plazo, reutilización óptima y reciclaje. Mejorar la eficiencia y sustentabilidad en el uso de energía a lo largo de su ciclo de vida es fundamental para lograr una transición energética hacia soluciones más limpias y sustentables. Promover la eficiencia energética y el consumo sostenible también es clave. Aplicando los principios de economías circulares, las compañías pueden reducir pérdidas, aumentar productividad y lograr mayor producción y crecimiento utilizando menos unidades de energía para conseguirlo.

En el ámbito local parece existir cierta antinomia entre aquellos que defienden el desarrollo de las energías renovables y quienes impulsan la explotación de Vaca Muerta y los recursos hidrocarburíferos. ¿Cómo se salda esa discusión? ¿Existe complementariedad entre ambas tecnologías?

—

Como decía antes, el desarrollo de Vaca Muerta es totalmente compatible con el impulso a las energías sustentables. La demanda en una Argentina pujante y desarrollada como la que pretendemos superará ampliamente las posibilidades de

Teófilo Lacroze.

"

EL GAS ACTÚA COMO UN SOCIO DE LAS RENOVABLES EN LA TRANSICIÓN HACIA UNA MATRIZ MÁS LIMPIA, YA QUE RESUELVE DE FORMA INMEDIATA EL DESAFÍO DE INTERMITENCIA DE AQUÉLLAS.

EN >

“
LA DEMANDA EN UNA ARGENTINA PUJANTE Y DESARROLLADA COMO LA QUE PRETENDEMOS SUPERARÁ AMPLIAMENTE LAS POSIBILIDADES DE GENERACIÓN A TRAVÉS DE FUENTES RENOVABLES.

generación a través de fuentes renovables, por lo cual el bienvenido incremento de la participación de la energía eólica y la solar coexistirá con otras fuentes como el petróleo y el gas.

Shell es una de las compañías que más avanzó con proyectos piloto de *shale oil* en Vaca Muerta. Con el precio del crudo en torno a los u$s 75 u u$s 80 es esperable que la inversión en él aumente a nivel global. ¿Cómo se vinculará la tendencia de mayor actividad hidrocarburífera con el boom de las renovables que se vive en todo el mundo?

—

Son caminos paralelos que deberán convivir para tener un abastecimiento energético más amplio y al mismo tiempo más sustentable. El Grupo Shell tiene un protagonismo activo y comprometido con la búsqueda de una matriz más sustentable a nivel global. Ha impulsado la investigación e innovación tecnológica en energías renovables –biocombustibles, hidrógeno, CCS (Captura CO2), solar y eólica– y está constantemente perfeccionando sus procesos para hacerlos más eficientes y sustentables. En la Argentina afrontamos un importante horizonte de aprendizaje en base a la experiencia de los más de cien países donde Shell está presente. Pero, al mismo tiempo, el potencial que ofrecen los hidrocarburos es el que permitirá garantizar la seguridad energética para que este recurso llegue a todos los habitantes del país. ×

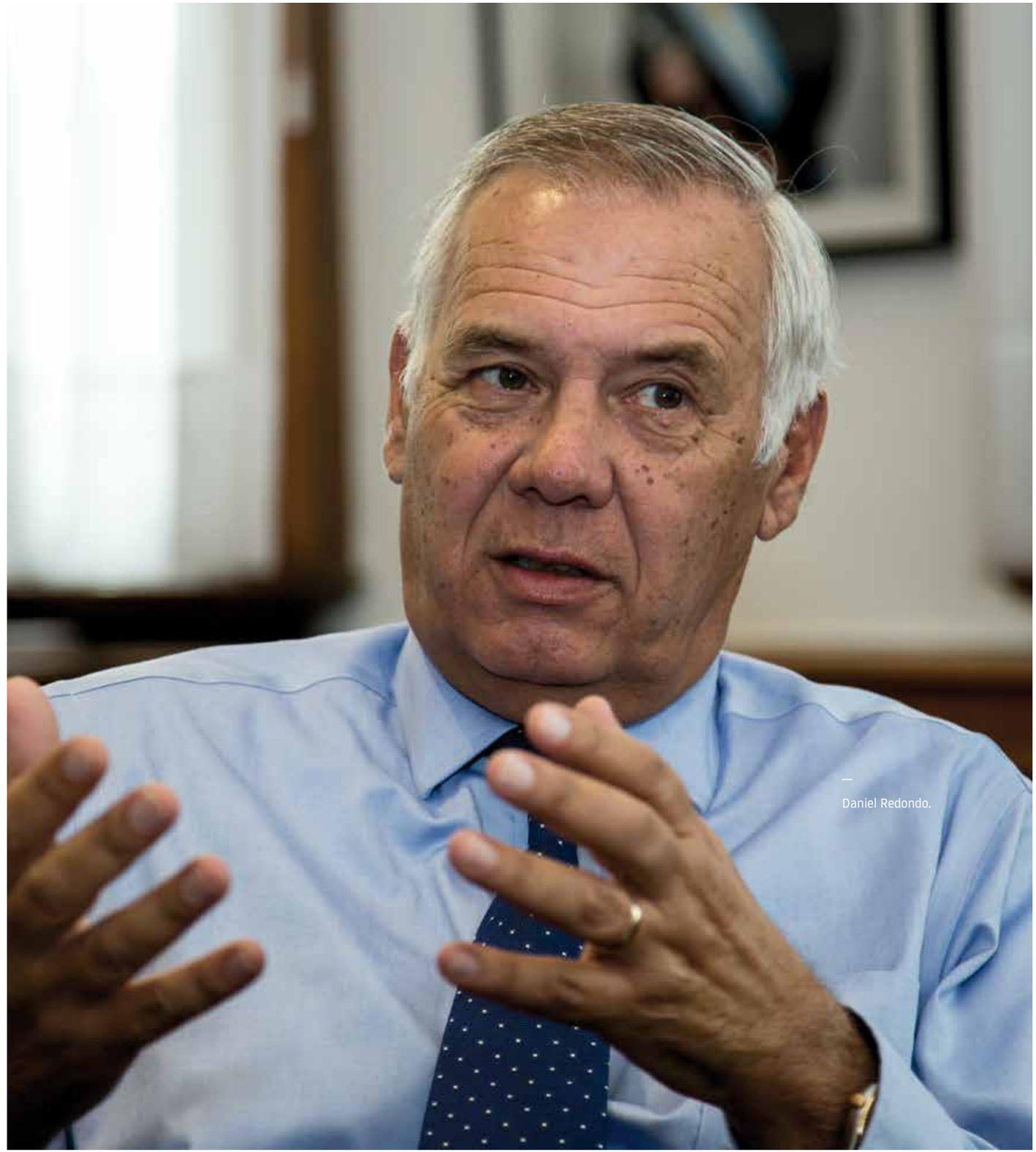
DANIEL REDONDO

NO EXISTE UNA ÚNICA RECETA PARA ENCARAR LA TRANSICIÓN HACIA LAS ENERGÍAS LIMPIAS

—

EL SECRETARIO DE PLANEAMIENTO ESTRATÉGICO, QUE FUE DESIGNADO *HEAD* DEL GRUPO DE TRABAJO «*ENERGY TRANSITIONS*» DEL G20, ASEGURA QUE «LA ARGENTINA INCORPORÓ CON AMPLIO CONSENSO LA IDEA DE QUE NO HAY UNA SOLA TRANSICIÓN ENERGÉTICA, SINO QUE PUEDE HABER TANTAS COMO PAÍSES». LA APUESTA POR EL GAS COMO COMBUSTIBLE DEL FUTURO EN LA ARGENTINA Y LA NECESIDAD DE TRABAJAR LA PROBLEMÁTICA ENERGÉTICA DESDE LA EDUCACIÓN.

Por Sabrina Pont



—
Daniel Redondo.

EN >

< EN

“
EL PRIMER CAMBIO QUE HICIMOS Y QUE HA LOGRADO UN ALTO CONSENSO ES QUE NUESTRO GRUPO SE LLAME «*ENERGY TRANSITIONS*», EN PLURAL, PORQUE NOSOTROS, COMO PAÍS EN DESARROLLO, CREEMOS QUE NO HAY UNA SOLA TRANSICIÓN ENERGÉTICA, SINO VARIAS.

LA SEMANA DE DANIEL REDONDO es ajetreada. La entrevista con *Revista TRAMA* se concreta la mañana del jueves 31 de mayo, apenas unas horas después de que el presidente Mauricio Macri vetara la ley votada en el Senado para limitar el aumento de las tarifas de servicios. Pese a eso, el secretario de Planeamiento Energético del Ministerio de Energía está enfocado en la agenda que se robó sus últimos meses: el armado de la reunión de los ministros de Energía del G20 que se concretará a mediados de junio en Bariloche.

«Debiéramos estar abocados a la tarea futura, pero inevitablemente nuestro trabajo se cruza con los temas de coyuntura; colaboramos a partir de la construcción y la difusión de escenarios en la definición de políticas, y luego la toma de decisiones se hace a otro nivel», indica, y vincula: «Una de las causas del fracaso de las políticas energéticas durante los últimos años es que nunca hubo una Secretaría de Estado que se dedique al planeamiento estratégico, es decir, a mirar el largo plazo; en este momento estamos analizando cómo puede ser la Argentina dentro de 30 años desde el punto de vista energético».

Redondo fue designado «*Head*» (así se define a los líderes de los equipos de discusión en el marco del G20) del Grupo de Trabajo «*Energy transitions*». En ese sentido, hace hincapié en dos ideas: la de «transiciones energéticas» y la de «educación para el cambio del comportamiento humano».

Según dice el funcionario, son los dos ejes «para alcanzar la sustentabilidad en energía» que impulsa el Gobierno nacional para avanzar en la discusión en el marco del G20, que se está llevando a cabo por primera vez en el país. La Argentina apunta a instalar este año –como presidente de este espacio de discusión y toma de medidas en el que participan los máximos líderes mundiales y las principales economías globales– la idea de que no existe una sola manera posible de llegar a un futuro más limpio, más flexible y más transparente en materia de energía. Cada país debe encontrar la receta que mejor se adecúe a sus recursos y posibilidades. Acto segido, destaca que en el caso argentino se destaca al gas natural como combustible de transición.

«Creemos que hay que favorecerlo porque, además de que es más limpio que otros, nosotros tenemos ese recurso y pensamos que hay que utilizarlo», anticipa, al mismo tiempo que aclara que ese sendero no tiene que ser el elegido por todos los países.

El secretario ancla en la discusión sobre las tarifas, el tema del día, para mostrar cómo las decisiones de los gobiernos fomentan conductas imprósperas tanto para el país como para sus habitantes.

«Tenemos que entender como sociedad que la energía no es barata en ningún lugar del mundo, sino que siempre es cara, y que además tiene consecuencias», asevera.

La agenda del G20 en la Argentina incluye más de 50 reuniones de funcionarios de distintos rangos que tratan temas como economía, finanzas, empleo, educación, energía y agricultura, entre otros. Esas reuniones, en las que participarán alrededor de

“
SI HUBIÉRAMOS DISCUTIDO QUÉ QUERÍAMOS HACER CON LA ENERGÍA EN LA ARGENTINA, PROBABLEMENTE NO TENDRÍAMOS ESTOS PROBLEMAS, PORQUE HUBIÉSEMOS SABIDO QUÉ TENÍAMOS QUE HACER O A DÓNDE NOS PODÍAN LLEVAR ALGUNAS POLÍTICAS.

20.000 funcionarios, se están realizando en 10 provincias a lo largo del año; la próxima, que estará enfocada en la temática energética, se desarrollará en la ciudad de Bariloche entre los días 13 y 14 de junio, y tendrá como cierre un encuentro el día 15 con los ministros y secretarios de las áreas energéticas de todas las naciones miembros. Entre otros, ya confirmaron su presencia los ministros de Estados Unidos, China, Canadá y Alemania.
«Hemos logrado un amplio consenso en las reuniones anteriores y creemos que vamos a acordar incorporar ambas ideas en las discusiones asociadas al tema de la energía; que en lugar de pensar en un único proceso de transición, debatamos sobre muchas posibles transiciones, y que instalemos que para ahorrar energía es imprescindible pensar un cambio en el comportamiento humano», señala el secretario.

¿Cada país busca incorporar al G20 los temas que más le preocupan?
—
En general es así, cada país hace sus aportes favoreciendo sus intereses particulares, pero se trata de temas globales que se deben lograr encauzar en conjunto. Lo que pasó en este caso es que durante la presidencia de Alemania en el G20, que fue nuestra antecesora en 2017, no se alcanzó el consenso total para la firma del comunicado de los líderes. Se trata de una de las particularidades del G20: los 20 integrantes tienen que estar de acuerdo, si uno no está de acuerdo el comunicado no tiene valor.
Advertimos que uno de los puntos de coalición estuvo relacionado con el grupo de trabajo de energía, puntualmente por el tema del cambio climático, que incluye, además, el Acuerdo de París y el Plan de Acción de Hamburgo. Entonces, nosotros decidimos abrir la discusión en dos para permitir un mejor tratamiento de los temas de cambio climático, por un lado, y también un debate más focalizado sobre la energía. Siempre discutíamos sobre cambio climático y nunca llegábamos a hablar sobre qué energía queríamos para el futuro. El primer cambio que hicimos y que ha logrado un alto consenso es que nuestro grupo se llame «*Energy transitions*», en plural, porque nosotros como país en desarrollo creemos que no hay una sola transición energética, sino varias, e incluso puede haber tantas como países. Hay países que tienen distintos recursos energéticos, otros tienen mucho de uno, pero cada nación debería elegir su propia transición energética. Todos estamos de acuerdo en que esa transición tiene que ser hacia un modelo energético más limpio, con más renovables, más flexible, porque necesita incorporar a los renovables y a la generación distribuida, y más transparente, porque hoy en día la sociedad reclama que se informen correctamente subsidios, precios y políticas.

¿Cuál es el próximo objetivo, tras haber alcanzado el consenso?
—
Nuestra expectativa es lograr, como segundo paso, que todos los ministros apoyen un comunicado que será presentado al mundo. Después, ese comunicado es elevado al «Sherpa»; así es como se denomina en el G20 al guía que coordina todos los grupos de trabajo que no son de finanzas (cada país tiene uno, el nuestro es Pedro Villagra), para que lo informe en la reunión de líderes que va a tener lugar el 30 de noviembre y el 1 de diciembre, que es cuando formalmente termina la presidencia de la Argentina.
Además del tema de las transiciones, otro de los que queremos introducir es el de «cambio en el comportamiento humano» o, en inglés, el idioma usado en las reuniones del G20, «*behavior change*». Creemos que para mejorar el uso de la energía, hay que enfocarse en la educación, y hasta ahora en el G20 no se ha trabajado en políticas de educación sobre ahorro y eficiencia energética. A partir de la incorporación del concepto, vamos a plantear hacer un seminario especial para discutir cómo implementamos políticas en los países del G20 que nos lleven a cambiar el comportamiento de la sociedad, orientada más a ahorrar energía y con eso reducir las emisiones.
Eficiencia energética no puede ser solamente cambiar las lamparitas incandescentes por lámparas led, tiene que ser una manera distinta de usar la energía. La distorsión en la estructura de precios energéticos de los últimos 15 años nos ha dejado una sociedad que consume de modo irracional e ineficiente. Hoy estamos recuperando la capacidad que habíamos perdido, pero tenemos que modificar nuestros hábitos de consumo.

¿Es decir que las decisiones pasadas definieron nuestra manera de consumir la energía?
—
Si hubiéramos discutido cómo iba a ser la energía en la Argentina, probablemente no tendríamos estos problemas, porque habríamos sabido qué teníamos que hacer o a dónde nos podían llevar algunas políticas. Y a esa falta responde la creación de esta Secretaría. Desde que asumimos en 2016, publicamos un documento que se llama *Escenarios energéticos* y lo actualizamos todos los años, como hacen las agencias energéticas más importantes del mundo. Los documentos son importantes, tienen proyecciones de demanda y de suministros, de costos y precios, pero lo más importante es la discusión de la sociedad, en las organizaciones, a nivel académico, y en los gobiernos provinciales, acerca del futuro de la Argentina, que es lo que no se hizo antes y creemos que es el problema de las políticas anteriores.
La Argentina llegó a producir 850.000 barriles de petróleo, y ahora producimos 530.000. Exportábamos 300.000 barriles por día, con los ingresos que eso significaba. La producción cayó y dejamos de exportar, hoy somos un país netamente importador. Nadie se puso a pensar en las consecuencias de imponer retenciones al petróleo, y nadie se puso a pensar que con un precio local bajo nadie iba a invertir. Si se hubiese planteado un análisis, quizás se habría discutido acerca de lo que era realmente conveniente para el país en el largo plazo.

¿Sobre qué diagnóstico basan los futuros escenarios?
—
Tenemos hoy una matriz energética muy concentrada en los combustibles fósiles; alrededor del 87% de la energía primaria son combustibles fósiles, con aproximadamente un 52% de gas natural y un 35% de petróleo. Nosotros creemos que eso tiene que cambiar y favorecerá nuevas inversiones. El resultado que tenemos hoy, la matriz que tenemos, se debe a que contamos en su momento con gran cantidad de combustibles fósiles, a que la administración anterior hizo inversiones en energía térmica de emergencia y a que no se desarrolló el potencial hidroeléctrico, no se hizo nada en renovables. Cuando nosotros llegamos apenas representaban un 0,2% del total de la matriz.
En Planeamiento decidimos que tenemos que planear una matriz distinta: entonces, tomamos la Ley de Energías Renovales –que se aprobó en septiembre de 2015–, la cual nos fija el objetivo de que el 20% de la generación eléctrica, del consumo de la electricidad, tiene que provenir de fuentes renovables. Para llegar a eso desarrollamos el programa RenovAr, y así proyectamos que con esa política la matriz energética del futuro va a ser distinta.

Y según las proyecciones que manejan, ¿no es posible recuperar el autoabastecimiento?
—
Es un concepto que está muy metido en la mente de todos los argentinos. Nosotros preferimos tener solamente dos objetivos en el Ministerio: por un lado, asegurar el abastecimiento de energía para un

2015

0,2 %

DEL TOTAL DE LA MATRIZ ENERGÉTICA CORRESPONDÍA A FUENTES RENOVABLES

RENOVAR

20 %

DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y CONSUMO DE ELECTRICIDAD DEBE PROVENIR DE FUENTES RENOVABLES

EN >

+

Cerca de las dos décadas

El G20 nació en 1999 como una reunión técnica de ministros de Finanzas pero, en plena crisis económica de 2008, se convirtió en lo que es hoy: un espacio clave de discusión y toma de decisiones en el que participan los máximos líderes mundiales y las principales economías. En conjunto, sus miembros representan el 85% del producto bruto global, dos tercios de la población mundial y el 75% del comercio internacional. De las reuniones pautadas para este año en el marco del G20 también participan dos países invitados por la Argentina, que es la nación designada para presidir el encuentro; éstos son Chile y Países Bajos.
Dos de las reuniones están puntualmente orientadas al fortalecimiento de la eficiencia energética y las energías renovables, el acceso a la energía, la reducción de los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles y la transparencia de la información energética y digitalización de los mercados energéticos. La primera se llevó a cabo en febrero y estuvo encabezada por el Grupo de Trabajo de Transiciones Energéticas, que comanda el secretario de Planeamiento Estratégico, Daniel Redondo.

país que va a crecer –ojalá– un 3% del PBI anual por los próximos 20 ó 30 años. Entonces, una de las cuestiones fundamentales para el desarrollo es la energía. No es suficiente, pero si no hay energía es muy difícil el desarrollo económico y humano.
El segundo objetivo que tenemos es reducir el impacto de la energía en el medio ambiente. La sociedad de este siglo no acepta que se contamine el medio ambiente como era aceptable, quizás, para la sociedad del siglo pasado. Ésos son los únicos dos objetivos que tenemos. El autoabastecimiento es una autolimitación; es decir que sólo apunta a desarrollar los recursos naturales nada más que para satisfacer las necesidades de la sociedad el día de hoy. Eso es autolimitarse, y la Argentina tiene enormes posibilidades.

¿Y por qué no se plantea como otro objetivo la equidad energética?
—
La equidad hoy en día en la Argentina es un tema político que está mal utilizado, porque no entendemos en qué tenemos que tener iguales oportunidades. Dentro del G20 lo que se discute es el acceso a la energía, y que éste sea universal, cosa que aún no lo es, y que sea a precios que se puedan pagar. El acceso no es igual en toda Latinoamérica y debiera serlo.
Desde el punto de vista del gobierno nacional, creemos que todos los ciudadanos tienen derecho a acceder a la energía, que los consumidores tienen que pagar el costo de la energía, y creemos que hay una parte de la sociedad que no puede hacerlo. Para esta parte que no puede pagar el costo total, el Estado tiene la obligación de subsidiarlo, y por eso implementamos la tarifa social. Pero no creemos que el subsidio tenga que ser generalizado a toda la demanda porque nos quedamos sin inversión. El 25% de los consumidores hoy en día tienen tarifa social; ese porcentaje es muy alto, pero resulta muy consistente con el país que recibimos, que tenía un 32% de la población debajo de la línea de la pobreza. El problema que tenemos como Gobierno no es reducir el 25% de los subsidios a la energía; el problema es reducir el 32% de la pobreza. ×

EN >
ENTREVISTA

Gobernador Omar Gutiérrez.

<

OMAR GUTIÉRREZ

EL EMBAJADOR DE VACA MUERTA

—

EL GOBERNADOR SE SIENTE CÓMODO EN EL ROL DE PROMOTOR DEL POTENCIAL DE LA FORMACIÓN NO CONVENCIONAL DE HIDROCARBUROS DE NEUQUÉN. LA NECESIDAD DE ESTABLECER UNA AGENDA INTEGRAL, QUE CONTEMPLE NO SÓLO EL APORTE ENERGÉTICO DE VACA MUERTA, SINO TAMBIÉN SU CONTRIBUCIÓN PARA SUPERAR LA RESTRICCIÓN EXTERNA DE DÓLARES.

Por Cristian Navazo

“
EN LA ARGENTINA HAY MERCADO PARA EL GAS DE VACA MUERTA PORQUE SÓLO EL 60% DE LOS DOMICILIOS TIENE RED DE GAS Y HAY UNA DEMANDA INSATISFECHA DURANTE EL INVIERNO.

OMAR GUTIÉRREZ NO PARA. Por la mañana puede estar inaugurando una obra en el pueblito más recóndito del Norte neuquino, por la tarde mantener una reunión en la Casa Rosada y por la noche tomarse un avión a Houston para hablar ante un selecto grupo de empresarios de las compañías petroleras más grandes del mundo. Además de gobernador de Neuquén, Gutiérrez se posicionó en un lugar que el Gobierno nacional dejó vacante: el de embajador sin título oficial de Vaca Muerta, la formación hidrocarburífera de la Cuenca Neuquina que posee cuantiosos recursos no convencionales de petróleo y gas. Gutiérrez entiende que Vaca Muerta es una marca registrada a nivel mundial. Es más, suele bromear entre sus allegados con que Neuquén debería tener dos gobernadores: uno dedicado a la agenda integral de la provincia y otro exclusivamente enfocado en el desarrollo de Vaca Muerta, la gran apuesta energética de la Argentina para las próximas décadas.
Gutiérrez es consciente de que le tocó gobernar el mayor distrito petrolero del país en pleno despegue del desarrollo del *shale*, y que el petróleo y el gas presentan una oportunidad histórica que no puede dejar pasar. Muestra con resultados los avances logrados en los últimos años, pondera la excelencia de la roca generadora, a la vez que reconoce los grandes desafíos para hacer de este nuevo horizonte de la industria un negocio rentable y sustentable. Pero fundamentalmente plantea a Vaca Muerta como el principal proyecto económico del país, y como tal remarca la necesidad de la comunión de los diversos actores para que sea exitoso.
«Hoy transitamos el desafío de ganar en consistencia para el desarrollo, ya nadie discute si Vaca Muerta es posible», asegura en diálogo con *Revista TRAMA*, que lo consultó en Houston, donde participó de un evento con inversores norteamericanos, y en Buenos Aires, en el marco del seminario estratégico organizado en mayo por la Asociación de Ingenieros en Petróleo (SPE, por sus siglas en inglés).
Gutiérrez pone en relieve que en los últimos años se ha acortado la curva de aprendizaje y se lograron importantes avances en factores claves para el negocio del *shale*, como la eficiencia, la baja de costos y la productividad. Pero todavía falta mucho camino por recorrer.
«Hemos dejado de mirar con los dos ojos tan sólo los precios internacionales y nos hemos ocupado de las variables que dependen de nosotros, como la creación del nuevo convenio colectivo de trabajo, la eliminación de las restricciones para las importaciones de equipos usados y de las retenciones a las exportaciones de petróleo gas, hemos establecido un sendero de precios que estimula el desarrollo del segundo reservorio no convencional de gas del mundo. No hay tiempo que perder porque ese sendero culmina en u$s 6 el millón de BTU en 2021, con lo cual hoy se cubre la curva de aprendizaje con un precio de u$s 7,50», explica.
Y destaca que todas esas medidas se enmarcan en un plan de competitividad alrededor del cual están alineados los gobiernos nacional y provincial, las operadoras y los sindicatos.

LAS CIFRAS DE VACA MUERTA

De profesión contador y con pasado reciente de ministro de Economía de Neuquén, Gutiérrez tiene debilidad por los números. Remarca que de los 98.000 km² de superficie que tiene la provincia, 30.000 están atravesados por Vaca Muerta, de los cuales 6.000 km² están afectados a las 26 concesiones no convencionales otorgadas hasta el momento por la provincia, que contemplan inversiones por u$s 7.000 millones en la etapa piloto y u$s 150.000 millones en los próximos 35 años. Hoy están en etapa de desarrollo masivo tres áreas que comprenden unos 600 km², es decir, apenas el 2% de Vaca Muerta.
El gobernador subraya que Neuquén ya cuenta con 13 proyectos aprobados en el marco de la Resolución 46, que establece mejores precios para los yacimientos no convencionales de gas. Menciona que en Neuquén hay 34 plataformas de perforación activas y proyecta una meta ambiciosa para 2019: se sumarán 18 equipos más. Además espera cerrar el año con otras cuatro concesiones y con cuatro proyectos que pasen a la etapa de desarrollo. Entre ellos se destaca el inminente anuncio de YPF y la compañía malaya Petronas en el área la Amarga Chica, donde han perforado un piloto en la ventana de *shale oil*, con resultados promisorios.
Gutiérrez compara los avances que han tenido las compañías en los últimos dos años: «En 2015 el promedio de rama horizontal de los pozos era de 1.000 metros, hoy estamos en 2.000 metros. Las perforaciones son cada vez más extensas, ExxonMobil acaba de batir el récord con un pozo de 3.278 metros de longitud y 42 etapas de fractura».
Subraya que en 2015 el 30% de los pozos en Neuquén era horizontal, mientras que hoy ese porcentaje ascendió el 80%. Sin embargo, queda mucho por hacer: la cantidad de etapas de fracturas promedio en Estados Unidos es de seis a ocho por día, en Neuquén se realizan entre tres y cinco.
Para argumentar que Vaca Muerta dejó de ser una promesa para pasar a ser una realidad, el gobernador neuquino también recurre a los números: el 55% del gas y el 50% del petróleo que se produce en la provincia proviene de formaciones no convencionales. Además del *shale*, incluye la producción que se extrae de arenas compactas (*tight sands*) de gas. Asimismo, remarca que en abril pasado se produjeron 66 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/d) de gas. Para encontrar un volumen similar hay que remontarse al año 2011.
Gran parte del crecimiento corresponde al bloque Fortín de Piedra, donde Tecpetrol ya aporta 7,5 MMm³/día tras desembolsar de u$s 1.100 millones hasta el momento. El yacimiento emplea directamente a 4.500 personas y genera otros 12.500 puestos de trabajo indirectos. El ambicioso proyecto de la petrolera del grupo Techint es el responsable de gran parte de la generación de los nuevos puestos laborales en la provincia en el último año, y se propone producir el 10% del gas que se extrae en el país en 2019, al alcanzar el plató de 15,6 millones de metros cúbicos diarios.
La producción neuquina de crudo también transita el sendero del crecimiento al recuperar los valores de 2015: 110.000 barriles diarios. «Vaca Muerta a nivel mundial se ubica cuarta en profundidad, quinta en espesor útil y quinta en contenido de materia orgánica», enumera Gutiérrez vendiendo su producto estrella.

POLO INDUSTRIAL

Pero más allá de las bondades geológicas y del aporte de hidrocarburos, el gobernador neuquino está convencido de que «Vaca Muerta se convertirá en un polo energético, industrial, económico y social» de referencia para América latina. No sólo será una solución a los problemas energéticos del país, sino que también

Gutiérrez inauguraró la planta de TecPetrol en Fortín de Piedra, Neuquén.

<

+

La mejor provincia

¿Qué tiene para ofrecer Neuquén a los inversores, además de un subsuelo rico en hidrocarburos, una industria petrolera madura, infraestructura y una sociedad que entiende que el petróleo y el gas son el motor económico de la provincia? Para el funcionario, un valor intangible es «la continuidad y estabilidad política económica, las reglas de juego claras». Es un mensaje que tiene múltiples destinatarios: las compañías que apuestan al *shale* pero también las voces que se alzan en contra de su partido, el Movimiento Popular Neuquino, que desde los años 60 ha ganado todas las elecciones para conducir la provincia.

«En los últimos 57 años, el tamaño de la economía argentina creció tres veces, mientras que en Neuquén lo hizo 24 veces», grafica Gutiérrez, cuya gestión hoy se rige bajo el lema «Neuquén es la mejor provincia».

«Cuando nos reunimos con las compañías para debatir la aceleración de las inversiones, ellos destacan la idoneidad y el oficio de los neuquinos para desarrollar la industria del petróleo y el gas», asegura.

De buena sintonía con la Casa Rosada, el gobierno neuquino busca consolidar el clima de negocios, mostrarse confiable a los ojos de inversores. Para ello encaró una mejora de los procedimientos administrativos, generó programas de apoyo a las cadenas de valor, conformó mesas de trabajo colectivo de planificación, llevó a cabo el acompañamiento, asesoría y capacitación de empresarios, y adecuó marcos regulatorios. Esas políticas tienen como norte solucionar los temas de fondo que afectan a la productividad.

«Vaca Muerta representa hoy la oportunidad principal que tiene el país, después de muchos años de ganar en competitividad a partir de generar energía a precios competitivos para domicilios, industria y los distintos sectores de la economía», asegura el embajador de la formación *shale* más famosa del hemisferio sur.

fortalecerá la balanza comercial y las reservas del Banco Central mediante el ingreso de divisas y la sustitución de importaciones.

«En la Argentina hay mercado para el gas de Vaca Muerta porque sólo el 70% de los domicilios tiene red de gas y hay una demanda insatisfecha durante el invierno», explica el mandatario. «Pero no sólo podremos reemplazar el gas que se importa y abastecer a la demanda residencial industrial y comercial. Hay que recuperar la confianza de Chile para exportarles más, tenemos que pensar ya en ampliar la planta petroquímica MEGA (controlada por YPF) y analizar la posibilidad de montar plantas de licuefacción para vender en el mercado internacional», se ilusiona.

Gutiérrez tiene puesta la mirada más allá de la coyuntura, con el objetivo de que Neuquén se quede con una mayor porción de la renta petrolera. «Tenemos que industrializar en origen, agregar valor en la Cuenca Neuquina, no sólo con las usinas de generación térmica como las que han construido YPF y Pampa Energía, sino con plantas de fertilizantes».

Sin embargo, para llegar a ese horizonte, el gobernador sabe que es imperioso seguir avanzando en el camino de la competitividad, desarrollar un plan de infraestructura para evacuar la producción de gas y petróleo, y formar y capacitar el recurso humano.

«Por eso, desde el Centro Pyme vamos a impulsar del *cluster* para el desarrollo de Vaca Muerta. Hay que integrar vertical y horizontalmente a las empresas. Las operadoras piden competitividad y eficiencia a las Pymes locales, y éstas a su vez reclaman por la falta de participación en las compulsas para la prestación de servicios y producción de bienes de esas empresas», explica.

«Estamos convencidos de que juntos podemos hacer posible el desarrollo de Vaca Muerta, aunando esfuerzos, con el compromiso de todos. Los actores que convergen en esta industria hemos elaborado un plan de desarrollo donde cada uno asumió responsabilidades y derechos, con espíritu de equipo y dejando de lado las mezquindades, donde lo que ha primado es la comprensión de que estamos compitiendo con inversiones en otras cuencas del mundo. Demostramos que en un marco de sana competencia se pueden radicar más empresas en Vaca Muerta».

Gutiérrez traza un diagnóstico que marca una singularidad del *shale* neuquino con respecto al boom registrado en los Estados Unidos. Al contrario de lo que sucedió en ese país, donde las que comandaron la revolución de los hidrocarburos no convencionales fueron las petroleras chicas, en Neuquén el rumbo lo marcaron los jugadores más fuertes, como YPF, Shell, Chevron y Exxon.

«Arrancaron las grandes operadoras porque tenían el *expertise* y el capital necesario y ahora están llegando compañías más chicas, estamos transitando una nueva etapa con empresas que integran la segunda camada».

«El éxito de Vaca Muerta ya no está concentrado en una sola compañía, están todas», agrega, a la vez que recuerda que en los últimos dos años ingresaron nuevos actores como la noruega Statoil, Schlumberger (como operadora), Geopark y Vista Oil & Gas, la flamante compañía de Miguel Galuccio. ×

“

TENEMOS QUE INDUSTRIALIZAR EN ORIGEN, AGREGAR VALOR EN LA CUENCA NEUQUINA, NO SÓLO CON LAS USINAS DE GENERACIÓN TÉRMICA COMO LAS QUE HAN CONSTRUIDO YPF Y PAMPA ENERGÍA, SINO CON PLANTAS DE FERTILIZANTES.

EDUARDO LIFSCHITZ

EL REDESPERTAR DE METROGAS

TRAS MÁS DE UNA DÉCADA DE BAJO PERFIL POR EL CONGELAMIENTO TARIFARIO, LA MAYOR DISTRIBUIDORA DE GAS DE LA ARGENTINA ESTÁ INMERSA EN UN AMBOCIOSO PROCESO DE MODERNIZACIÓN, QUE IMPLICARÁ EL REEMPLAZO DE UN TERCIO DE SU RED EN BAJA PRESIÓN Y LA CONSTRUCCIÓN DE UN SEGUNDO ANILLO DE ALTA PRESIÓN. EDUARDO LIFSCHITZ, SU GERENTE GENERAL, DETALLA LOS PLANES DE LA COMPAÑÍA, QUE ESTE AÑO INVERTIRÁ CERCA DE US$ 100 MILLONES.

<

Metrogas es una de las distribuidoras con mayor densidad de clientes de América

YA EN EL INGRESO DEL EDIFICIO EL OMBÚ –bautizado así en honor al árbol homónimo que desde los jardines del inmueble funciona como centro de atracción de la construcción moderna, muy vidriada, diáfana y un tanto futurista– se percibe una atmósfera diferente. La sede central de Metrogas, la mayor distribuidora de gas de la Argentina, emplazada, casi escondida, en el barrio de Barracas, luce revitalizada por la creciente inversión, que motivó una intensa contratación de personal (se sumaron más de 200 empleados directos en los últimos dos años). Está claro que la empresa –que es controlada por YPF– retomó la iniciativa tras más de una década de estar a la defensiva por el congelamiento de tarifas residenciales.

Eduardo Lifschitz, su gerente general, admite que a raíz de la no actualización de tarifas, Metrogas se fue concentrando fundamentalmente en garantizar la seguridad y confiabilidad de sus redes, postergando desembolsos destinadas a modernizar y ampliar la infraestructura. «Pese a todo lo que tuvimos que atravesar, nuestro principal objetivo siempre fue mantener la seguridad indelegable del servicio público de gas», afirma el ejecutivo, que lleva lleva 24 años en la organización.

Como resultado de proceso de Revisión Tarifaria Integral, las tarifas comenzaron a actualizarse y los desafíos cambiaron. Hubo que encarar una fuerte reestructuración interna para adaptarse al nuevo escenario. Ya no se trata sólo de «pasar el invierno» sino de mejorar y crecer para brindar servicios a más usuarios y con más calidad.

«Reinvertir para crecer, como decimos en nuestro *slogan* y eso implica salir de ese estado de situación y empezar a repensar los procesos y las estructuras internas para lograr la dinámica que hace falta para llegar a ese nivel de inversiones que necesitamos», remarca Lifschitz, un histórico dentro de la línea gerencial de la compañía que en octubre del año pasado ascendió de director comercial a gerente general, cuando Marcelo Núñez abandonó la conducción de la distribuidora para desempeñarse como gerente de Gas de YPF. Así fue como este ingenierio de la vieja guardia, al que le gusta tocar la guitarra y grabar canciones de rock en sus tiempos libres, quedó al frente en el momento de resurgimiento de la compañía.

El desafío no sólo involucra a los 1.450 empleados que Metrogas emplea en la actualidad de modo directo, sino también a sus contratistas, que son las que llevan adelante las obras en el terreno.

—
Eduardo Lifschitz

“EN LA PARTE SUR DE NUESTRA ÁREA DE CONCESIÓN, DONDE SE UNEN EZEIZA CON SAN VICENTE Y CON GUTIÉRREZ, QUEREMOS INSTALAR OTRA COLUMNA VERTEBRAL DE ALTA PRESIÓN.

¿Cómo hacen con los contratistas? ¿Tienen que hacer un trabajo de capacitación y monitoreo?
—
Primero considerarlos socios estratégicos, empezar a sumarlos al barco y no tratarlos como contratistas. Son nuestros brazos para poder llevar adelante las obras de infraestructura que necesitamos. Ese fue un cambio de chip muy importante dentro de la compañía. Tuvimos conversaciones con aquellos contratistas que consideramos nuestros socios estratégicos, que casualmente son los que nos acompañaron en los malos momentos.

¿Cuántos contratistas tienen?
—
Mis contratistas core que tengo que utilizar en renovación de áreas probablemente sean 6 ó 7, que son los que nos van a estar acompañando muy fuertemente en lo que es renovación de redes, que se lleva el 75% de mis inversiones obligatorias.

¿75% se va a renovación de redes?
—
Es reemplazo de activos físicos, caños y plantas reguladoras de presión y otro montón de ítems.

¿Y el resto a qué se destina?
—
Hay un 20% que es ampliación de redes y hay otro 5% que es modernización.

Metrogas posee actualmente unos 3.000 kilómetros de redes de baja presión que tienen entre 50 y 60 años de antigüedad en promedio y, si bien están dentro del período de utilidad técnica, van a empezar a ser reemplazados. El objetivo es sustituirlos por otros caños de media presión para mejorar la calidad y asegurar que hogares y comercios tengan la presión que necesiten.

¿Cuántos de los caños de baja presión se están reemplazando por media presión?
—
En este quinquenio el objetivo es reemplazar un tercio de la red de baja presión que todavía queda. Es el abandono de 1.100 kilómetros de redes de baja presión. Está todo en la zona de Capital Federal.

¿De los 3.000 Km de redes de baja tensión que tienen van a cambiar 1.100 Km de acá hasta el 2022?
—
Exactamente. Si no hay eventuales cortocircuitos en estos cinco años vamos a avanzar en esa dirección y en los cinco años que sigan vamos a estar renovando toda nuestra red de baja presión, antes de la finalización de la licencia.

Ustedes tienen una red extensa, pero en un territorio relativamente pequeño comparado con las distribuidoras del resto del país, ¿qué exige esa configuración?
—
Tenemos al menos entre 10 y 20 frentes por cuadra, porque en cada una de las veredas hay una densidad poblacional muy alta en Capital Federal. Probablemente en una zona más alejada tengas 5 ó 6 frentes por cuadra. La diferencia es muy importante respecto de la densidad poblacional. Y si el usuario tiene un servicio de gas, lo más probable es que también tenga un servicio de telefonía, de fibra óptica y de electricidad, lo que complejiza las obras. Además, en Capital Federal está prohibido tener líneas aéreas eléctricas. Por lo cual, se nos presenta un desafío muy fuerte en cuanto al formato de renovación de la red y la interferencia de otros servicios.

En la Revisión Tarifaria Integral, Metrogas comprometió para el próximo quinquenio una inversión de unos $ 8.000 millones a precios de diciembre de 2016, cifra equivalente a unos u$s 520 millones, tomando como referencia la cotización actual de la divisa.

¿Cuánto ejecutaron hasta ahora?
—
Ya ejecutamos 800 millones de pesos en 2017, pero no es lineal. En este 2018 tenemos previsto alcanzar una inversión $ 2.000 millones. Si en cinco años tengo que cumplir con una inversión de $ 8.000 millones, el 2017 fue una rampa de arranque y fuerte preparación para el período que viene hasta empalmar con la próxima Revisión Tarifaria Integral. El promedio son aproximadamente u$s 100 millones por año. Ese es el nivel al cual deberíamos estar llegando cuando entremos en régimen y en régimen deberíamos entrar este año.

¿Hay alguna obra en carpeta que se destaque por sobre el resto?
—
El «segundo anillo de alta presión» que se va a iniciar en este quinquenio. **Nuestra área de concesión está formada por anillos periféricos que unen la periferia de Capital Federal con la parte norte de Buenos Aires**. En la parte sur de nuestra área de concesión, donde se unen Ezeiza con San Vicente y con Gutiérrez, queremos instalar otra columna vertebral de alta presión de diámetros importantes de donde se desprenden un montón de ramificaciones a todos los barrios nuevos que están en la zona de San Vicente que hoy no tienen gas natural. Así comienza a crecer toda esa zona sur del área de concesión. Esa columna vertebral es la que se llama «segundo anillo de alta presión». La mitad de esa red la vamos a estar tendiendo en este quinquenio.

¿Qué inversión va a demandar?
—
En este quinquenio $ 1.000 millones. Y probablemente hagan falta otros $ 1.000 millones en el próximo quinquenio o antes, depende de cómo nos vaya tal vez podamos adelantar algo para cerrar ese circuito. Es una inversión de casi $ 2.000 millones a moneda de hoy que tiene una potencialidad de casi 250 mil clientes. Ya hemos identificado cerca de 100 mil clientes y potencialmente pueden ser más. Va a estar cerca de una nueva ruta que están trazando. Se van a desarrollar muchos barrios por esa zona y

ahí vamos a estar nosotros con nuestros caños. Nuestra idea en este quinquenio es empezar a expandirnos.

¿El crecimiento de la inversión volvió necesarias las capacitaciones?

—

Durante todo el año anterior, hemos experimentado una necesidad fuerte de desarrollar a los contratistas. También se está trabajando en capacitar a la mano de obra que ellos requerirían para llevar a cabo las tareas. Estamos trabajando fuerte con la gente de responsabilidad social empresaria para contactar a municipios y tratar de captar a gente joven que no tiene trabajo, capacitarlos, ponerlos a disposición de la industria del gas y que los contratistas los tomen ya capacitados y puestos a disposición. Estamos capacitando a fusionistas y conversionistas.

¿Cuántos puestos de trabajo directos e indirectos va a generar este volumen de inversión?

—

Está previsto que se generen otros 1.000 puestos directos e indirectos como impulso de la inversión.

¿Metrogas tiene una de las redes más extensas de América latina?

—

En cuanto a extensión no, sí en cuanto a la cantidad de clientes. Es la distribuidora que más distribuye en metros cúbicos y que más cantidad de clientes tiene.

¿Cuál es el punto de llegada de Metrogas? Si se comparan con redes de Europa y Estados Unidos, ¿están muy atrás?

—

No, creo que estamos dentro de lo que deberíamos estar en términos de tecnología. Estamos aprovechando en este quinquenio para meter mucha más tecnología. Hay un proyecto muy ambicioso de recambiar todo el sistema comercial y el sistema operativo de Metrogas. Se están implementando nuevas tecnologías de *Workforce Management*, que es básicamente la utilización de smarthphones en la vía pública para todos los trabajos que se están realizando en pos de tener una georreferenciación de dónde está toda nuestra gente.

¿Eso ya está en marcha?

—

Sí, ya está en marcha. Esto recién arranca. Con la modernización también buscamos que el cliente tenga todos los elementos necesarios para satisfacer los requerimientos hasta le diría generacionales. Los clientes más jóvenes requieren tener más acceso a hacer trámites online y no tener que ir a una oficina comercial. La intención nuestra es tratar de llegar a todos los públicos. Al público que quiere y está exigiendo mejores y más servicios online, pero también a la otra punta generacional que quiere ir a una oficina comercial y tiene derecho. Por eso estamos abriendo oficinas comerciales. En la zona sur, por ejemplo, no teníamos. Hemos abierto en Monte Grande, en Burzaco y en Florencio Varela.

¿Cuántas son las que van a abrir?

—

Tres ya abrimos y vamos a abrir otras cuatro oficinas seguro. Vamos a completar siete si no tenemos sorpresas en este quinquenio. La clásica oficina comercial, pequeña, sin la posibilidad de pagar con efectivo, sí con Pago Fácil y Rapipago muy cerca, pero que puedan gestionar todos los trámites que quieran con un ser humano enfrente.

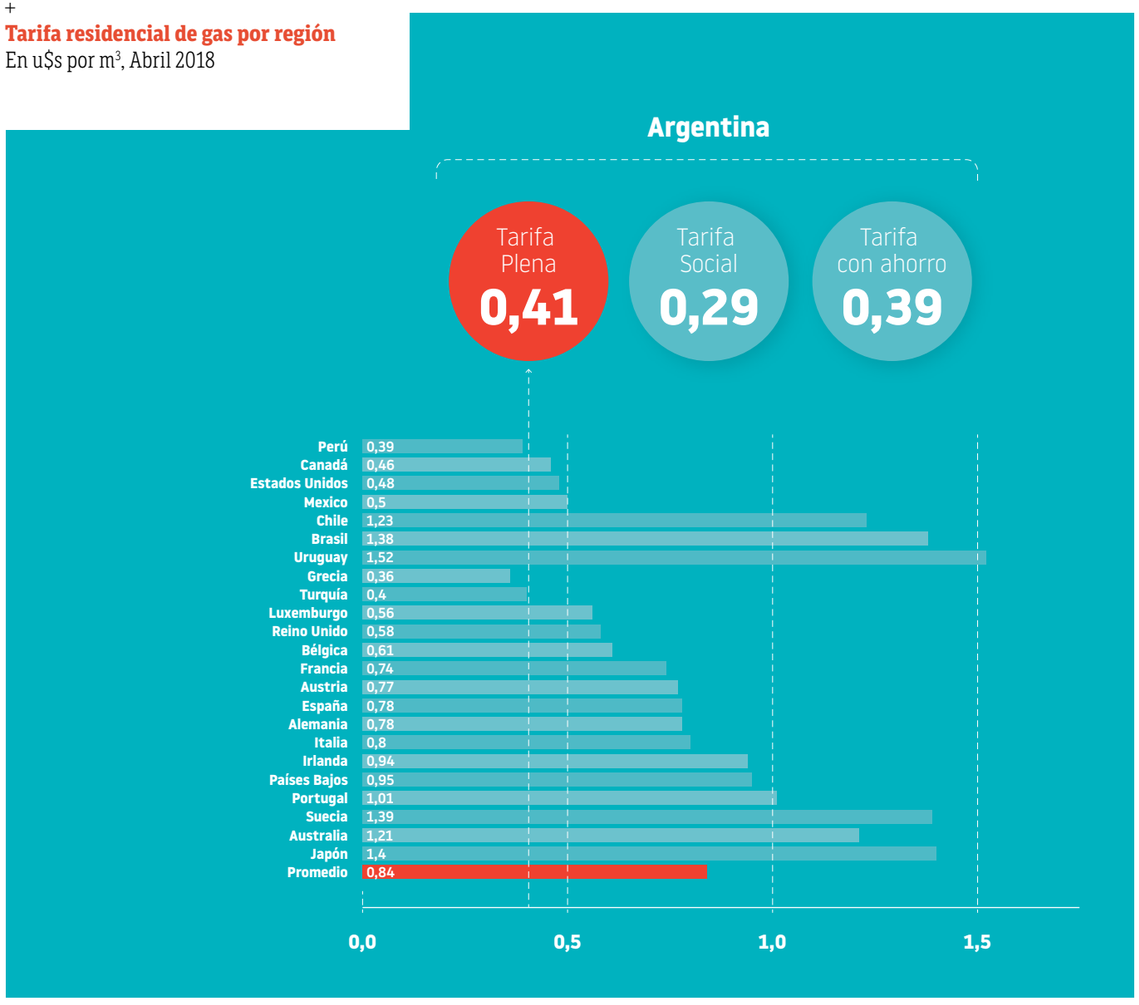
Aprovechando la base de datos y la cadena comercial que tienen, ¿se puede empezar a sumar otros servicios?

—

No hay duda. Ése es un valor agregado que tenemos que dar. El cliente está esperando de nosotros una solución para una problemática que no es menor, las problemáticas de las redes internas. En Capital Federal tenemos las instalaciones de gas más viejas porque fue el primer lugar donde hubo gas en la Argentina. Por lo tanto, las instalaciones de gas natural son de las más antiguas del país en cuanto a redes de vía pública, pero también en cuanto a redes de instalaciones internas. Nosotros tenemos una responsabilidad indelegable para cuidar al cliente y que no le pase nada. Cuando tenemos que intervenir, intervenimos y cortamos el gas. Ahí se puede trabajar fuertemente no como Metrogas, sino como una empresa que no dependa específicamente de Metrogas para ver qué soluciones se le pueden brindar al cliente de manera integral. Esa podría llegar a ser una solución para que el cliente tenga una alternativa a los gasistas matriculados, para ofrecerles una solución con un poco más de garantía, de sustentabilidad y de previsibilidad en los precios. Los precios hoy son a libertad del mercado, y si hay pocos matriculados y muchas reparaciones para hacer, los precios terminan siendo impagables para los clientes. No podemos seguir perdiendo clientes porque no les damos una alternativa para tener una solución a su reparación.

“ESTAMOS CUATRO O CINCO VECES POR DEBAJO DE LOS VALORES DE URUGUAY, QUE IMPORTA EL 100%. BRASIL IMPORTA MENOS, TIENE ALGO DE DESARROLLO PROPIO Y ESTAMOS TRES VECES POR DEBAJO.

+
Tarifa residencial de gas por región
En u$s por m³, Abril 2018



Tenemos que estar presentes poniéndoles a disposición empresas que estén a la altura de las circunstancias y financiándole al cliente la reparación. Nosotros no podemos ser juez y parte, pero podemos apostar para generar más competencia en el mercado para que no se aprovechen los pocos matriculados que hay. Hoy hay 500 pero podría haber 1.000 y cuántos más matriculados o empresas haya más van a bajar los precios.

¿De quién dependen los matriculados?
—
Dependen del Ente Regulador del Gas (Enargas), pero están separados por zonas. Los matriculados de la zona de Gas Ban atiende Gas Ban y los que están en la zona de Metrogas solo en la zona de Metrogas. Hay un listado y Enargas controla ese listado de matriculados. Nosotros tenemos que ejercer nuestro poder de policía cuando hacen mal las cosas. Los matriculados son menos de los que debería haber y en ese sentido también tenemos que trabajar para formar más matriculados. Ahí vamos a estar trabajando fuertemente con las asociaciones de matriculados.

MIRADA GLOBAL

En espacios como los que hay del G20 en Bariloche siempre se presenta al gas como un combustible de transición hacia un mundo que va a estar más dominado por las renovables. ¿Cómo ve esa descripción?
—
Comparto que hay alternativas energéticas por las que el cliente está optando, muchas veces empujados por las constructoras que diseñan edificios sin gas, pero le están dejando un problema importante a cada uno de los clientes en referencia a lo que van a terminar pagando. Tenemos que estar presentes con las empresas constructoras para empezar a facilitarle la toma de decisiones. Que la decisión no sea exclusivamente económica sino que también tenga en cuenta lo que va a tener que pagar el cliente porque la factura de energía eléctrica es mucho más cara. Entre 2001 y 2015 había dejado de ser un negocio vender gas porque el costo de mantenimiento era más alto que la retribución por el servicio. Los costos estaban por encima de la contribución marginal. A las empresas ya no les interesaba la venta marginal de mayores volúmenes de gas. Querían mantener lo que tenían. Por otro lado, estaban los clientes que se quedaban sin gas por motivos de seguridad y no tenían una opción más económica que pasar a electricidad porque la reparación era más cara que pasarse a electricidad. Así se fueron perdiendo clientes que ahora hay que salir a recuperarlos.

¿En los edificios eléctricos se puede ahora instalar el gas?
—
Totalmente.

¿Han hecho algún estudio comparativo de cuánto cuesta calefaccionar una casa con electricidad y gas?
—
Sí, y es más competitivo el gas.

¿Qué análisis hace del debate público sobre las tarifas?
—
La Argentina está llegando a un valor de la tarifa de gas muy parecida a la que se paga en los de Estados Unidos. Estados Unidos tiene una escala diferente, pero tiene una matriz energética parecida. Tienen mucho gas natural en yacimiento propio. Lo que nos está faltando a nosotros como país es desarrollar Vaca Muerta. Cuando podamos reemplazar en forma total los barcos con Gas Natural Licuado es probable que volvamos a ser un país exportador y el precio interno del gas tenderá a bajar. Está dolarizado porque es un commodity. Creo que estamos llegando a un valor bastante razonable aunque sigue estando muy por debajo de Brasil, Uruguay o Chile.
Estamos cuatro o cinco veces por debajo de los valores de Uruguay, pero Uruguay importa el 100 por ciento. Brasil importa menos, tiene algo de desarrollo propio y estamos tres veces por debajo. No son países para comparar porque nunca vamos a llegar a tener la tarifa de Brasil, pero nos parece razonable llegar a un valor parecido al de Estados Unidos y ya estamos en valores similares. Va a seguir subiendo un poco el componente de gas que está incluido en la tarifa porque está asociado a las inversiones que hacen falta para desarrollar el gas, pero en transporte y distribución no va a haber grandes movimientos en este quinquenio. El último movimiento es el que se vio en abril y ahora con la devaluación seguramente se va a mover el valor del gas porque está en dólares y algo puede trasladarse a la tarifa en octubre. Si sacamos el efecto inflacionario de lado ya llegamos a los niveles que debíamos llegar en este quinquenio.

Cuando llegue octubre, ¿las tarifas se van a actualizar por inflación y cargan todo el impacto de la devaluación?
—
Nosotros no podemos pronosticar algo que no sabemos si políticamente será o no viable llegado el momento. No lo sé, pero la ley establece claramente que tengo la posibilidad de pasar mis actuales valores contractuales y Enargas ha dicho que va a cumplir con la ley. Si va a cumplir con la ley nos debería dejar pasar el 100 por ciento del IPIM y el 100 por ciento del pass through. Si no se cumpliera eso seguramente haremos los reclamos en los lugares pertinentes o el Enargas abrirá alguna otra puerta. No sé cómo llamarlo. No sé si serán subsidios. Antes de eso seguramente conversaremos con los productores de gas para ver si llegamos a un acuerdo más razonable. Creo que el agua no va a desbordar y vamos a llegar a un acuerdo para que lo que suceda en octubre no sea impagable. ×

“ENTRE 2001 Y 2015 HABÍA DEJADO DE SER UN NEGOCIO VENDER GAS, PORQUE EL COSTO DE MANTENIMIENTO ERA MÁS ALTO QUE LA RETRIBUCIÓN POR EL SERVICIO.

Mariana Schoua.

<

MARIANA SCHOUA

LA PARADOJA DE ORAZUL

—

LA EX DUKE AHORA PERTENECE A I SQUARED CAPITAL, FONDO GLOBAL FOCALIZADO EN INFRAESTRUCTURA. PERO CONTINÚA CON SU *MANAGEMENT* LOCAL, ENCABEZADO POR MARIANA SCHOUA, QUIEN LLEVA 25 AÑOS EN LA COMPAÑÍA. CON ACTIVOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y DE CICLO COMBINADO, Y NEGOCIO EN LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS, APUESTA A LA RECONSTRUCCIÓN DE UN MERCADO SPOT. SU INTERÉS EN LOS PROYECTOS RENOVABLES. POR QUÉ NO PARTICIPÓ EN RENOVAR.

Por Juan Manuel Compte

«NINGÚN HOMBRE PUEDE CRUZAR el mismo río dos veces porque ni el hombre, ni el agua, serán los mismos». La idea, conocida como paradoja de Teseo y, también, atribuida al filósofo griego Heráclito aplica para describir los trayectos de la actual Orazul Energy y de su presidente y CEO en la Argentina, Mariana Schoua.

El capítulo más reciente de esa historia se escribió en octubre de 2016. Duke Energy anunció la venta de sus activos en América latina. Además de los u$s 1.200 millones en los que China Three Gorges Corporation compró su negocio en Brasil, transfirió sus operaciones en Perú, Ecuador, Guatemala, El Salvador y la Argentina, valuadas en el mismo monto. Es decir, otros u$s 1.200 millones, entre generadoras hidroeléctricas y de gas natural –con capacidad de 2.300 megawatts–, 730 kilómetros en líneas de transmisión de 220 kilovatios y operaciones de procesamiento de gas, más la asunción de deudas. El comprador, I Squared Capital, un fondo de inversión focalizado en infraestructura. Fundado en 2012 por el egipcio Sadek Wahba –un ex Morgan Stanley cuyo abuelo fue primer ministro de su país–, el nuevo dueño de la ex Duke concretó la transacción dos meses después, cerca de la víspera de navidad. «Orazul», el nombre que eligió para su nuevo porfolio. Síntesis de las palabras «oro» y «azul», con logo que refleja los colores de los recursos naturales de los que depende su negocio, según la explicación difundida en presentaciones corporativas.

En la Argentina, significó el traspaso de dos generadoras: la hidroeléctrica Planicie Banderita, en el complejo Cerros Colorados, sobre el río Neuquén; y la termoeléctrica Alto Valle, localizada en la capital de esa provincia. En conjunto, tienen una capacidad de 576 megas (523 propios).

Pero, además de las plantas, Orazul se hizo con otros activos: el *know-how*. Capital humano corporizado en un *management* cuya líder, Schoua, lleva 25 años en la compañía, desde que era Dominion Resources, la firma que aterrizó en la Argentina privatizadora de inicios de los 90 y que, a finales de esa década, le vendió a Duke su negocio en la Argentina, Belize, Bolivia y Perú, por u$s 405 millones.

«Me tocaron todas», repasa esta contadora pública (UBA) de formación. Cuando Dominion llegó a la Argentina, en 1994, el precio doméstico del megawatt por hora (Mw/h) era u$s 60, recuerda. «Gracias a la competencia, un año después, era u$s 25», apunta. Más difícil fue la inversión de Duke, que compró en 1999, hizo *take-over* en 2000 y, al poco tiempo, debió afrontar la crisis de 2001-2002. «Lo que le pasó a Duke fue el cambio de régimen. Durante 12 años, no se respetó la Ley 24.065. Esto afectó, principalmente, a las hidroeléctricas porque no había un precio *spot* respetado. Y, obviamente, todas las empresas hacían sus inversiones a precio *spot*», describe. «Imaginate: para una hidroeléctrica, pasar de un precio *spot* a que le paguen por costo... El precio del agua no existe», señala.

Pero, hoy, el colorido logo de Orazul es el que figura en su tarjeta. «Tenemos una hidroeléctrica grande y una térmica, comercializamos gas natural y tenemos proyectos de energía eólica. Es un momento en el que estamos mirando al mercado», señala, acerca del presente y, sobre todo, el futuro de la compañía.

Orazul no se anotó en las rondas de RenovAr. Fue por decisión propia. «Nuestra idea es participar directamente en el mercado entre privados. En el MATER (N.d.R.: sigla de 'Mercado a Término de Energías Renovables'). Ya tenemos una cartera de clientes en gas y, durante muchos años, la tuvimos en energía convencional –justifica Schoua–. Para nosotros, es mucho más natural interactuar directamente con los privados».

Puede ser una apuesta de riesgo. Con el país en un proceso fuerte de transición, el mercado *spot* de energía está suspendido desde 2013 y la inestabilidad cambiaria que la Argentina experimentó en abril y mayo dificultaría su reactivación. «El mayor problema que veo es el de los plazos», recoge el guante la ejecutiva. «Antes, vendíamos contratos a un año porque la generación ya era existente. Ahora, debemos comercializar algo que no existe

GENERADORAS

576
MW

DE CAPACIDAD
REÚNEN EN CONJUNTO
(523 PROPIOS)

—
Central termoeléctrica Alto Valle y Central hidroeléctrica Planicie Banderita.

Complejo Hidroeléctrico Cerros Colorados.

porque hay que construir las plantas (solares, eólicas, lo que sea). Entonces, para que eso pueda ser financiado, se necesitan contratos a 15 años», explica.
Los grandes usuarios, reconoce, no están acostumbrados a firmar compromisos de tan largo plazo. «En general, no son expertos en energía y nadie podría pretender que lo sean. Entonces, no tienen una clara visión de cuál será el precio a largo plazo», continúa. «Y es muy difícil que se pueda convencer o darles certidumbre porque, en realidad, nadie la tiene», admite.
«Pero lo cierto es que esto es un lado de la moneda. Del otro, hay un incentivo económico enorme para que los grandes usuarios se salgan de la compra conjunta con Cammesa y vayan al contrato bilateral con el generador», contrasta. Argumenta que es la forma en la que lo estructuró el propio Gobierno: en la ley, señala, existen cargos por potencia que se pagan en la compra conjunta y no cuando se hace un contrato directo con un generador. «Es un incentivo muy claro. Pero lo más importante es que eso tiene un plazo: si no los hacen en un determinado tiempo, se quedan sin esa ventaja».
La clave para que el modelo funcione son los contratos a largo plazo: 10 ó 15 años, que es en lo que, habitualmente, suelen cerrarse los *Project Finance*, que es el mecanismo más recurrido para financiar los emprendimientos adjudicados en las licitaciones de energías renovables a nivel global. Auténtico desafío para un país cuya macro habituó a las empresas a que el largo plazo suelan ser 12 meses. La ejecutiva, sin embargo, confía en el sistema. «Estamos en conversaciones con algunos bancos que están dispuestos a hacerlo. También, hay otros que lo hicieron. Pero son casos aislados. Como íbamos, tarde o temprano, lo teníamos que masificar, de alguna manera. Ahora, probablemente, sea algo más lento. Muchas empresas lo resuelven garantizándolo con sus propios balances.

> “TENEMOS UNA HIDROELÉCTRICA GRANDE Y UNA TÉRMICA, COMERCIALIZAMOS GAS NATURAL Y TENEMOS PROYECTOS DE ENERGÍA EÓLICA. ES UN MOMENTO EN EL QUE ESTAMOS MIRANDO AL MERCADO.

Pasa a ser casi la única forma de financiarlo. Es una lástima». No obstante, eso, también, tiene medio vaso lleno. «Con buenos proyectos y que las empresas que los estén llevando adelante sean serias y tengan buena reputación, tal vez, se pueda seguir adelante», opina.

AGUA QUE NO HAS DE BEBER

Otro segmento que dependerá de la velocidad a la que avance la recontractualización entre productores, distribuidores, grandes usuarios y comercializadores es el de gas, en el que Orazul, también, posee interés directo. «Tenemos este negocio hace 20 años. Es importante para nosotros. Además, nos complementa», observa Schoua. El gas, explica, empezó a integrar verticalmente a la compañía hacia atrás. «Teníamos nuestra central térmica y necesitábamos el gas para ella. Así se inició. Desde hace varios años, ya es un negocio que se sostiene por sí mismo porque, además, todos los generadores perdimos la posibilidad de comprar combustibles por nuestros propios dueños», contextualiza. Sin embargo, prevé que esa autonomía de cada *player* de volver a adquirir su propio insumo retornará. «Si no es este año, será el próximo. Con lo cual, es un tema al que apostamos», subraya.
Juan José Aranguren, ministro de Energía, anticipó que se abriría esa posibilidad durante 2018. En mayo, Cammesa publicó los precios estacionales de la energía. No hubo variaciones, con lo cual, si ese valor continúa en niveles bajos –es decir, sin reflejar la mayor parte del costo de la energía–, se plantea la incógnita de cómo se podrá dar a las generadoras la posibilidad de que compren el combustible.
«Es difícil porque es algo que sale de todos los modelos», reconoce la ejecutiva. «Trabajo en la industria desde hace más de 25 años. Pasé toda la etapa en la que teníamos un precio marginalista perfecto a 15 años, con un sistema basado en costos. La verdad es que pensar en una cosa híbrida es muy difícil. No tener mercado, no tener un precio *spot*, hace muy difícil el pensar en cómo se contractualizará de los dos lados, sin precio. De hecho, ya es bastante difícil hoy, con una parte del mercado, como es la renovable, contractualizada, y otra no», observa. Sin embargo, concluye: «En un punto, todo esto tendrá que converger en un mercado porque es inmanejable». En el sistema actual, señala, no se transfiere la totalidad del costo de producción a la tarifa. «Por eso, tampoco hay inversiones», aclara.
Según ella, se abre una oportunidad. El marco regulatorio actual para la energía convencional vencerá en poco tiempo, apunta. Se refiere a la Resolución 19, que regula la remuneración para las centrales existentes. «Entonces, no hay un marco regulatorio a futuro», resalta. «Es muy difícil pensar en inversiones cuando no hay una visión de largo plazo acerca de cuál serán las reglas», continúa.
Será difícil reconstruir un mercado sin un sendero de readecuación tarifaria que permita cubrir los costos reales, lo que, indefectiblemente, estará atado a lo que ocurra con las tarifas. «Hay una forma», advierte Schoua. «Es un camino que no se siguió (pero podría habérselo hecho): ponerle un tope al precio *spot* basado en un criterio, que podría ser sólo gas. Entonces, todos los combustibles más caros no se tendrían en cuenta», explica.
Habría sido una forma, se explaya, de moderar el precio *spot* pero, a la vez, dar una señal de mercado. «Es más: hasta podría haber sido automática la suba de ese tope, a medida que se necesitaran menos combustibles líquidos. Entonces, se habría dado una señal clarísima de futuro, con una regulación concreta y sin que el precio se desbande», opina.
En tanto, el hidroeléctrico es otro segmento en el que, en los últimos años, hubo sequía de inversiones. Y, a menos, a corto plazo, no habrá mayores precipitaciones. «Se requieren tan grandes sumas de inversión que eso hace que sea muy difícil que un actor privado pueda encararlas solo», explica la número uno de Orazul. Recuerda que las centrales actualmente en funcionamiento fueron construidas por el Estado. Y las que están en ejecución –Chihuido, Cóndor Cliff, Barrancosa– también son impulsadas por el Ejecutivo Nacional. «Con lo cual, para una

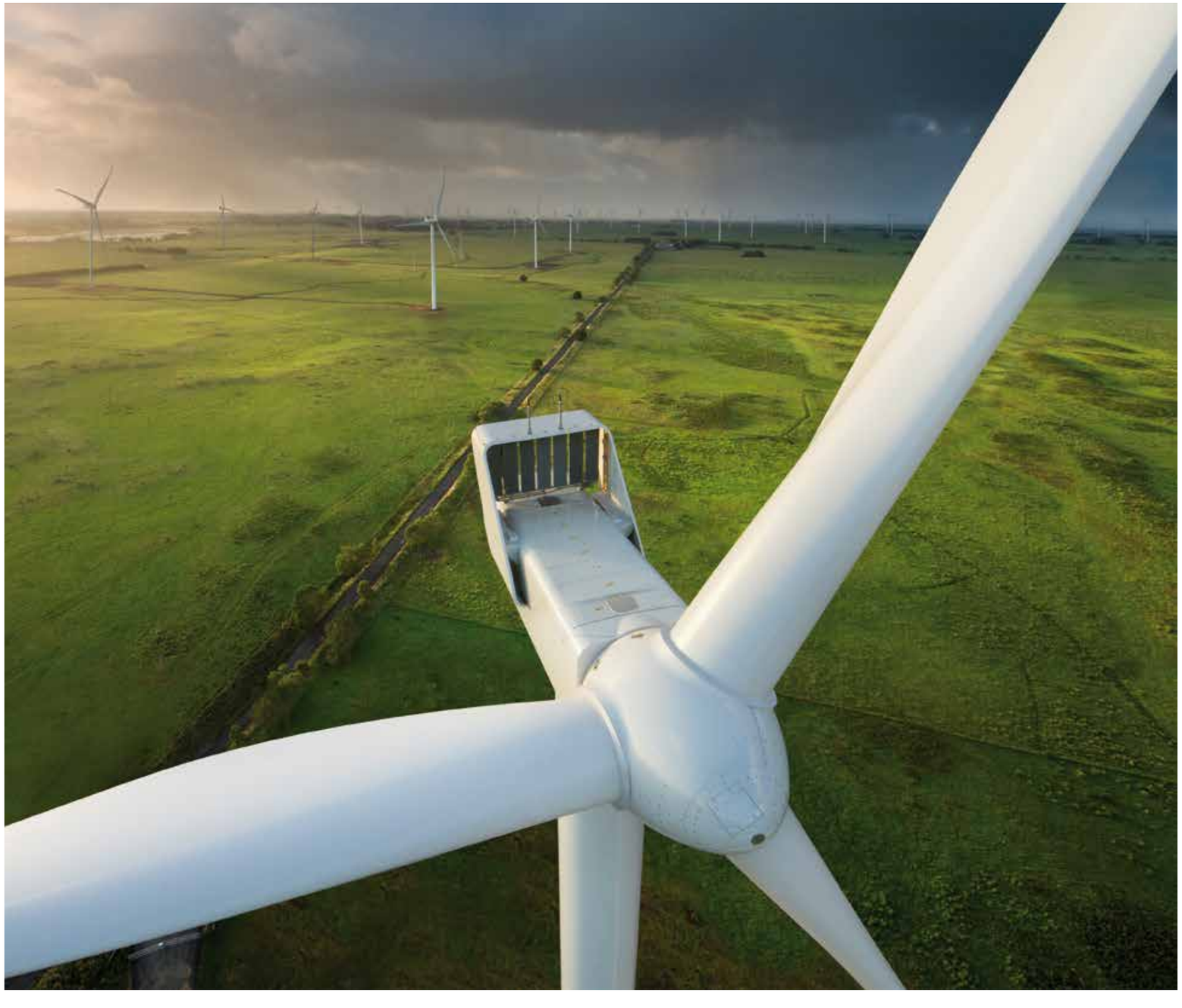
+

Compartimentar

Contadora Pública (UBA), Mariana Schoua ingresó a la, entonces, Dominion Energy para trabajar en Administración y Finanzas. Era manager del área cuando, tras la adquisición por parte de Duke de los activos en la Argentina, fue promovida a directora, en el año 2000. En junio de 2012, asumió como presidenta y CEO de la operación local, cargo en el que continúa luego de la venta a I Squared Capital y la creación de Orazul. «Teníamos un proceso muy estructurado. Había un plan de sucesión y, cuando llegó el turno, me promocionaron», sintetiza su camino hacia el máximo sillón de la empresa. «Siempre te toma por sorpresa. Pero, de alguna manera, no era ilógico, sino algo que podía suceder», minimiza el momento. Su secreto de gestión es compartimentar. «Es lo contrario a lo que recomiendan muchos. Pero, cuando trabajo, estoy totalmente enfocada en eso. Y, cuando me voy de acá, me dedico a mi familia y a lo demás. Me olvido del resto», explica. «A menos que haya un problema, compartimento porque me resulta más sano y puedo estar enfocada. Siento que el tiempo me es más productivo. Me da resultado», justifica.

> “NO TENER MERCADO, NO TENER UN PRECIO SPOT, HACE MUY DIFÍCIL EL PENSAR EN CÓMO SE CONTRACTUALIZARÁ DE LOS DOS LADOS, SIN PRECIO. DE HECHO, YA ES BASTANTE DIFÍCIL HOY, CON UNA PARTE DEL MERCADO, COMO ES LA RENOVABLE, CONTRACTUALIZADA, Y OTRA NO.

expansión razonable para la energía hidroeléctrica, probablemente, haya que pensar en una combinación entre lo público y lo privado», pronostica.
Eso hace que, en un contexto como el actual, sea conveniente recurrir a otras fuentes para nutrir al negocio. «Lo que parece casi obvio es que hay que aprovechar los recursos eólico y solar, porque son en los que hay ventajas. Primero, porque son más verdes. Así como las hidroeléctricas son totalmente limpias, también es cierto que pueden tener problemas ambientales porque desplazan agua. En cambio, es claro que las energías eólica y solar no tienen, prácticamente, impacto ambiental. Se tiene el recurso ahí», describa.
Otra ventaja, apunta, es que son proyectos modulares. «Con pequeños inversores, que pueden ser incrementales, uno se adapta. Esto, para un sistema, es my atractivo. Porque se lo puede manejar según las necesidades de cada momento. El único problema que esto tiene es la intermitencia», amplía. En el caso de la Argentina, en este momento, esa intermitencia es la capacidad de transporte, dice. «Y esto es una lástima: se desperdicia el recurso porque no hay transporte».
Esa restricción, no obstante, no emerge como una invitación para que Orazul se tiente a participar en algún proyecto de participación público-privada (PPP) en transporte. «En principio, no lo tenemos como foco. A menos que sea algo subsidiario a un proyecto específico, no creo que participemos», resume. Donde sí podría haber interés es en las licitaciones de ciclos combinados. «Lo monitorearemos en función de cuál sea el marco regulatorio. Hoy, existe demasiada incertidumbre. Obviamente, es nuestro *core*, aquello de lo que sabemos. Pero dependerá de la escala. Porque, ahora, se está hablando de los grandes ciclos combinados».
Escala, quiénes serán sus competidores, cuál será el marco regulatorio. Algunas de las incógnitas que, aún, necesita despejar. «Son muchas cosas las que no sabemos», cierra el tema.
El negocio de generación, hoy, ofrece un mapa con grandes jugadores –Pampa Energía, Central Puerto– y una segunda línea, en la que se anotan *players* como Albanesi y, por supuesto, Orazul. «Una de las ventajas que tiene este mercado (y que la tuvo desde la Ley 24.065) es la multiplicada de actores. En cualquier mercado eso es una ventaja: nada peor que un oligopolio. A medida que los actores se concentren, es una mala noticia», dice Schoua.
Otras industrias y países se encaminan hacia la concentración, indica. «A empresas como la nuestra, esto nos da un rol. Sobre todo, cuando se desregule. Es decir, cuando el privado tenga la posibilidad de interactuar directamente con los generadores. Más importante todavía es que ese privado tenga opciones», apuesta Schoua a la fortaleza que le da su actual accionista. «Primero, somos una empresa internacional. I Squared Capital es un fondo que administra inversiones de energía, principalmente. Pero, también, de infraestructura y de transporte en todo el mundo. Tiene oficinas en Hong Kong, Nueva Deli, Londres, los Estados Unidos y Europa. Tiene mucha energía renovable. Contamos con una plataforma muy importante en América latina. Esto nos da cierta flexibilidad, de conocimiento del mercado, de regulación comparada. Mucho *know-how* en distintos segmentos de la energía», describe.
Ese *back-up* global se fusionó con el *expertise* local. «Tenemos un equipo que funciona como empresa privada y, también, empelados que vienen de las empresas del Estado. Contamos con mucho *know-how* en generación térmica e hidroeléctrica y en el negocio de la comercialización de gas desde hace 20 años», enumera sus fortalezas. «Otro punto es la relación con los clientes, con las industrias. Porque tenemos un recorrido de interrelación de haberles prestado servicios. No vendemos un *commodity*. Muchas veces, el gas es el insumo más importante para una industria. Es un tema tan complicado, tan único, que no es de conocimiento fácil. Por eso, también prestamos un servicio que tiene que ver con la información, con el asesoramiento», finaliza. ×



La empresa nórdica es uno de los mayores fabricantes de aerogeneradores del planeta.

<

ANDRÉS GISMONDI

LA SEGUNDA OLA DE VESTAS EN LA ARGENTINA

TRAS UN PRIMER INTENTO FALLIDO A MEDIADOS DE LA DÉCADA PASADA POR EL FRACASO DE LA POLÍTICA RENOVABLE DEL GOBIERNO ANTERIOR, LA EMPRESA DANESA SE CONSOLIDA COMO EL MAYOR PROVEEDOR DE AEROGENERADORES DEL PAÍS. EN FORMA SIMULTÁNEA, ESTÁ ENCARANDO 15 PROYECTOS EÓLICOS EN SEIS PROVINCIAS.

LA DANESA VESTAS es uno de los mayores fabricantes de aerogeneradores del mundo. En 2011, cuando el boom nacional de las energías renovables todavía estaba lejos de concretarse, aportó los aerogeneradores para el Parque Eólico Rawson, emprendimiento de la empresa Emgasud (hoy Genneia) bajo el programa oficial Genren que lanzó el Gobierno nacional en 2009. El Parque Eólico Rawson se convirtió entonces en el más grande de la Argentina, con 77,4 MM y la apuesta era seguir creciendo, pero el cepo cambiario forzó un cambio de planes. «Vine a Vestas en 2011 con muchas expectativas, con Rawson firmándose. El problema fue que implementaron el cepo cambiario y de pronto se trabó todo. Estuve un año y pico, y tuve que cerrar la oficina en la Argentina. Todo se mudó a Chile. En aquel entonces opté por dejar a mi familia acá y viajar. Estuve trabajando para Vestas en otros países. Tres semanas al mes estaba afuera», cuenta Andrés Gismondi, director general de Vestas en Argentina.

Con el cambio de gobierno la situación se modificó. La salida del cepo cambiario abrió la puerta a la llegada de capitales y el lanzamiento del programa RenovAr llevó a Vestas a apostar nuevamente por el país. En la actualidad, Vestas tiene proyectos en operación por poco más de 100 megas, pero los parques que están en proceso de construcción elevarían esa cifra a los 1.000 megas de potencia en poco tiempo. «Tenemos 15 parques eólicos en paralelo en seis provincias», asegurá Gismondi, un ingeniero recibido en la Universidad de Buenos Aires quien antes de sumarse a Vestas trabajó nueve años en Siemens, también vinculado al sector de la energía; la mitad de ese tiempo estuvo radicado en Nuremberg, aunque viajaba regularmente para concretar negocios en otros países de Europa, Estados Unidos, Australia e incluso África.

Cuando volvió al país, su expectativa era viajar menos para poder estar más tiempo con su familia, pero fue entonces cuando Vespas se vio forzada por el cepo a poner el foco en otros países de la región. Ahora, la compañía volvió a apostar fuerte por Argentina, a tal punto que recientemente anunció una inversión de 15 millones de euros para montar una fábrica de naseles y de bujes para molinos eólicos en la provincia de Buenos Aires. Este nuevo contexto llevó a Gismondi a concentrarse fundamentalmente en la expansión de las energías renovables en el país, aunque ahora también tiene tiempo para su familia e incluso de vez en cuando se da el lujo de jugar al fútbol en cancha de 11 como volante central.

¿Qué proyectos tienen adjudicados o en vista?

—

Tenemos proyectos en operación por poco más de 100 megavatios, principalmente lo que es Rawson 1, 2 y 3. La ampliación fue asignada al mercado privado. En su momento se construyó a riesgo. Y luego estamos trabajando muy fuerte en las rondas 1, 1.5 y 2, así como en proyectos de autogeneración. Entre lo que fueron las ventas de 2016 y 2017, más lo que teníamos en operación, estamos hablando de un número cercano a los 1.000 megavatios de potencia en Argentina que están en proceso de construcción, salvo los 100 megavatios que están en operación, que van a estar activos aproximadamente para 2020. Esto hace que, por un lado, hayamos tenido que cambiar la compañía y los recursos que disponíamos hace algunos años. Antes el foco quizás estaba más en Brasil y Chile. Ahora rediseñamos la estructura local. Tenemos la oficina central en Buenos Aires, pero también estamos abriendo un centro de servicios en Bahía Blanca con los repuestos principales para los parques eólicos, así como centros regionales a lo largo del país –más en la Patagonia–, para ofrecer servicios a los parques eólicos. Los tres *hubs* son Bahía Blanca, Puerto Madryn y Comodoro Rivadavia. Sobre ellos tenemos la conformación de los equipos que estamos montando, las herramientas y las capacitaciones.

¿Cómo hacen para poder crecer en la velocidad que necesitan?

—

Es un gran desafío. Salvo yo, en el resto de la oficina son bastante nuevos, pero hemos sido capaces de traer gran cantidad de recursos que teníamos en la región para ayudar en Argentina. Ésa es una de las principales diferencias que poseemos como compañía. Siempre tuvimos más personal dedicado al *wind* que el resto en Latinoamérica, por nuestro liderazgo en Chile, Uruguay y Brasil. En esos países contamos con grandes equipos. Si uno mira el consolidado de Sudamérica, hemos podido balancear los resultados a pesar de que algún año iba mejor un país u otro. Esos recursos se han podido reasignar y calibrar.

¿1.000 megas es una buena plataforma de crecimiento o buscan una expansión mayor?

—

El objetivo es ambicioso. Por eso hace poco anunciamos una planta en Argentina. Nosotros creemos en el potencial para renovables que tiene este país en el mediano y largo plazo. Esto no es sólo una

—

Andrés Gismondi.

PROYECCIÓN

2.000
MW

RENOVABLES INSTALADOS
HACIA EL AÑO 2020

—
Vestas está construyendo
15 parques eólicos en el país.

“
EPC (*ENGINEERING, PROCUREMENT AND CONSTRUCTION*, DESARROLLO LLAVE EN MANO) ES UN 20% DE LA CARTERA Y UN 80% ES SUMINISTRO DE TRANSPORTE Y MONTAJE DE LOS OPERADORES.

tendencia local, sino también global. Más allá de cumplir la cuota de 8%, 15% o 20%, hoy la energía eólica argentina es extremadamente competitiva. Ahí es donde vemos que el mercado a término está teniendo un despegue muy fuerte. Eso también lo podemos ver en las ofertas que hubo en las distintas rondas.

¿Qué balance hace de las distintas rondas del RenovAr?
—
El proceso ha sido similar al que se vio en la mayoría de los países, donde los locales, o un mix de un local con un extranjero, son los que primero toman el riesgo, y a medida que va madurando el mercado hay más apetito por internacionales que contribuyen a bajar los costos y hacer más competitivo el financiamiento. La transición en la Argentina ha sido más complicada, porque el desafío no sólo era desarrollar las renovables, sino cambiar un poco el perfil argentino de un país cerrado al mercado mundial y al crédito internacional. Son muchos desafíos en simultáneo. Si uno los mira todos en conjunto, ha sido un gran éxito. De tener 100 megavatios instalados hace dos o tres años, que en 2020 podamos tener unos 1.500 o 2.000 megavatios de renovables es un éxito. Yo lo veo así a pesar de que todo es mejorable. Incluso a nosotros nos ha sorprendido la velocidad con la que se ha movido.

Como fabricante y desarrollador de tecnología, ¿le preocupa que algunos de los proyectos adjudicados tengan demoras muy marcadas en cierre de financiamiento o lo ve como un proceso de depuración natural en la conformación de un mercado?
—
Parte de nuestro trabajo es saber identificar aquellas oportunidades y sponsors que son capaces de llevar un proyecto al cierre. Parte del trabajo de que sean financiables es nuestro. ¿Por qué sentimos que hemos sido exitosos en este período en el mercado local? Porque hemos entendido eso de mejor manera y hemos podido ayudar de un modo diferencial a nuestros clientes, para que sus proyectos puedan ser construibles en plazos y en costos.

De los 1.000 megas que tienen contratados, ¿en cuáles están a cargo de todo el proyecto y en cuáles aportan solamente la tecnología?
—
La proporción es la misma que vemos en el mundo. EPC (*Engineering, Procurement and Construction*, desarrollo llave en mano) es un 20% de la cartera y un 80% es suministro de transporte y montaje de los operadores. Acá se ha reflejado lo mismo. Por ejemplo, con Pampa Energía hemos hecho el primer EPC en la Argentina, que es el proyecto de Corti (va a estar inaugurado dentro de pocas semanas). Depende del tipo de perfil. Genneia ya había hecho proyectos, tenía *expertise* de haber instalado parques y gestionado las dos subcontratistas. Otras empresas más locales acostumbradas a gestionar la obra y ese riesgo local también lo han podido hacer.

¿Están pudiendo sacar equipos de la aduana en tiempo y forma?
—
Estamos operando en la Argentina desde hace seis años. Había muchos problemas que ya conocíamos: demoras en la aduana, puertos, permisos. Varios para nosotros ya estaban digeridos y a veces nos juegan en contra, porque cuando uno va a competir quizá el otro no considera todo esto y es súper barato. A veces no te favorece conocer más el

“
CREEMOS QUE 10 GIGAS DE RENOVABLES EN 2025 ES UN OBJETIVO ALTAMENTE PROBABLE DE SER ALCANZADO.

mercado, pero hemos sido capaces de explicarles a los clientes y dar más tranquilidad. Cada vez que se entra a algo nuevo existen riesgos. Creo que hemos podido dar el mayor confort posible en eso. No obstante, en los últimos años éramos nosotros solos haciendo este trabajo y otra cosa es cuando hay simultaneidad de tantos parques (tenemos 15 parques eólicos en paralelo en seis provincias), una competencia de recursos comunes que pueden ser desde grúas, transportes y gente de montaje.

¿Cuánta gente tienen trabajando?
—
En la oficina somos unas 35 personas y en los parques tenemos toda la gente de construcción y operación, que pueden ser entre 300 y 400 personas.

¿Cuánta gente tenían hace cuatro años?
—
Estaba yo solo desde mi casa viajando a vender parques a otros países. Llegué a Vestas en 2011 con muchas expectativas, con Rawson firmándose. Vino el cepo cambiario, se trabó todo. Estuve un año y pico, y tuve que cerrar la oficina en la Argentina. Todo se mudó a Chile. En aquel entonces opté por dejar a mi familia acá y viajar. Trabajé para Vestas en otros países. Tres semanas al mes estaba afuera: Uruguay, Perú, Chile, México, Colombia y Bolivia.

Con tantas personas a cargo, ¿en qué no se puede fallar?
—
En Vestas me siento muy cómodo porque es una compañía que tiene mucho *know-how*, mucha experiencia, donde los procesos funcionan. Es muy cómodo trabajar en una organización que te apoya tanto y que hace las cosas tan a conciencia. A veces las decisiones llevan más tiempo, pero siempre son por consenso. Para mí trabajar bajo esas condiciones es muy bueno, tengo mucho respaldo. Creo que lo más importante que debo transmitir a la compañía y a todos los equipos es esa visión que tenemos del mercado y para eso yo tengo que estar y me mantengo en contacto diario con la gente del mercado. Hay cosas que no delego, la temperatura del ambiente me gusta tenerla a mí.

¿En qué estado de avance se encuentra el proyecto para instalar una planta de aerogeneradores en el país?
—
Teníamos un *short list* de tres posibles combinaciones para hacer la planta en la Argentina, en distintas zonas geográficas y con distintos modelos de negocios. No lo voy a revelar ahora porque va a haber un anuncio formal en los próximos días, pero sí puedo informar que se ha concluido ese proceso y va a ser comunicado en los próximos días. Sí se anunció que será en la provincia de Buenos Aires por temas socioeconómicos y logísticos, y de calidad de mano de obra. La decisión ya está tomada y los contratos están firmados. Ahora nos encontramos en fase de implementación para tener la planta inaugurada este año.

¿Van a construir ustedes?
—
Hay parte que es propia y parte subcontratada.

¿Qué inversión les va a demandar el proyecto?
—
Es una inversión del orden de los 15 millones de euros.

¿Cómo ve el tema del almacenamiento como tecnología que se viene y qué impacto puede tener en la Argentina?
—
Es una tendencia mundial que hoy está bajo análisis en muchos mercados. Está habiendo subastas de híbridos o de sistemas complementarios en redes. De hecho, Vestas ha invertido y comprado una compañía de baterías. También la hemos nutrido de empresas de manejo de información, de sistemas de redes eléctricas y de mercado eléctrico. Estamos queriendo entrar y liderar ese mercado. Los costos de almacenamiento han bajado muchísimo, pero nadie sabe cuánto van a descender. Si uno hace proyecciones sobre la base de cómo bajó la energía solar, efectivamente va a ser un fenómeno disruptivo. Va a cambiar el perfil, pero eso hay que verlo en conjunto con la generación distribuida, que está creciendo muy fuerte en el mundo. Ahí es donde quizás yo veo más desarrollo mundial, con almacenamiento o sin él.

¿En energía solar tienen algún proveedor de tecnología fotovoltaica o Vestas genera sus paneles?
—
Hemos cambiado un poco la visión de la compañía: hoy es ser líderes en energías sustentables, no únicamente en la eólica. Nuestra tecnología central es la eólica, es donde más cómodos nos sentimos, pero un parque eólico se conecta a la red, gestionamos toda esa conexión y vemos el cumplimiento del código de red. Por lo tanto, con todo ese *know-how* para nosotros es muy fácil incorporar soluciones solares o híbridas con baterías.

¿Evalúan la posibilidad de hacer algo termoeléctrico?
—
Hoy no lo sé, pero si es un buen negocio y lo podemos explicar en la compañía, nos va a apoyar.

¿Cuáles son los principales mercados de Vestas en la región y cómo está posicionada Argentina?
—
Soy responsable en Argentina, pero a la vez director comercial para Argentina, Chile y Uruguay. Brasil se maneja a través de otra oficina. Lo que estamos viendo es que el desarrollo fuerte de renovables ha sido en Brasil y los demás países han tenido intermitencias. Chile experimentó un crecimiento muy fuerte en 2010-2015, donde Vestas instaló casi un gigavatio. Tuvimos subastas en Perú, donde se instalaron entre 300 y 400 megavatios en eólica entre dos o tres que nos repartimos. Uruguay también tuvo sus años. Entre 2011 y 2016 vendimos casi 600 megas y ahora le ha tocado la etapa a Argentina. Estábamos como retrasados. Cuando se acomodan un poco las cosas, el crecimiento es muy alto en muy poco tiempo. Ha sido un boom lo que pasó acá.

¿Qué crecimiento puede tener el mercado de renovables en Argentina en los próximos cinco años?
—
Nosotros creemos que 10 gigas de renovables en 2025 es un objetivo altamente probable de ser alcanzado. Si tenemos que hacer números rápidos, siguiendo las cuotas de las subastas, 6 gigas deberían ser de eólicos y el resto solar y otras renovables. La planta apunta a creer que vamos a seguir por esa dirección.

¿Qué componentes se van a fabricar en la planta?
—
La planta es de naseles y de bujes. El buje es donde las tres palas se juntan y cargan después el rotor. Las torres ya las venimos fabricando en Argentina a través de dos *partners* que hemos desarrollado nosotros: SICA con TecnoAranda y Calviño con Gestamp. Las dos empresas tienen pedidos nuestros desde el año pasado, que fueron proyectos de las rondas 1 y 1.5, y ahora también de la ronda 2, que tenían componente nacional declarado. Ya nos están entregando las primeras torres, hace cinco años que venimos trabajando con ellos. El pedido de fabricar en la Argentina se remonta al año 2011, con Débora Giorgi, Guillermo Moreno y otras figuras del año anterior que ya en ese momento lo pedían.

¿Algunos de esos proveedores pueden exportar?
—
Sí, nosotros estamos aspirando a hacerlo. El camino tan duro de negociación tuvo que ver con eso. Hay gran parte que se vincula con sus costos, pero otra gran parte de la discusión se relaciona con los costos logísticos, que nos están matando. Si ello sigue así, no sólo se va a afectar a las renovables sino a muchos sectores.

¿Dónde se observa eso?
—
En el transporte doméstico de camiones. Dentro de todo, los molinos valen mucho por cada transporte, pero yo me pregunto cómo hace alguien que vende productos de poco valor y tiene que llevar tres personas en un camión todos los días. Hoy la logística interna puede matar el desarrollo de la industria local, a tal punto que es más barato traer algo desde China hasta un puerto en Argentina que desde Santa Fe hasta Bahía Blanca. ×

Vincent Riedweg y Marcos Cardaci.

NORDEX ACCIONA WINDPOWER

CON VIENTO A FAVOR

LA BINACIONAL ALEMANA-ESPAÑOLA YA TIENE CONTRATOS PARA ABASTECER CON SUS AEROGENERADORES A TRES PARQUES EÓLICOS, POR UN TOTAL DE 250 MEGAWATTS DE GENERACIÓN. SU OBJETIVO ES CONQUISTAR UN 30% DEL MERCADO LOCAL DE ENERGÍA EÓLICA. LOS PLANES PARA PRODUCIR EN EL PAÍS.

Por Juan Manuel Compte

Marcos Cardaci.

>

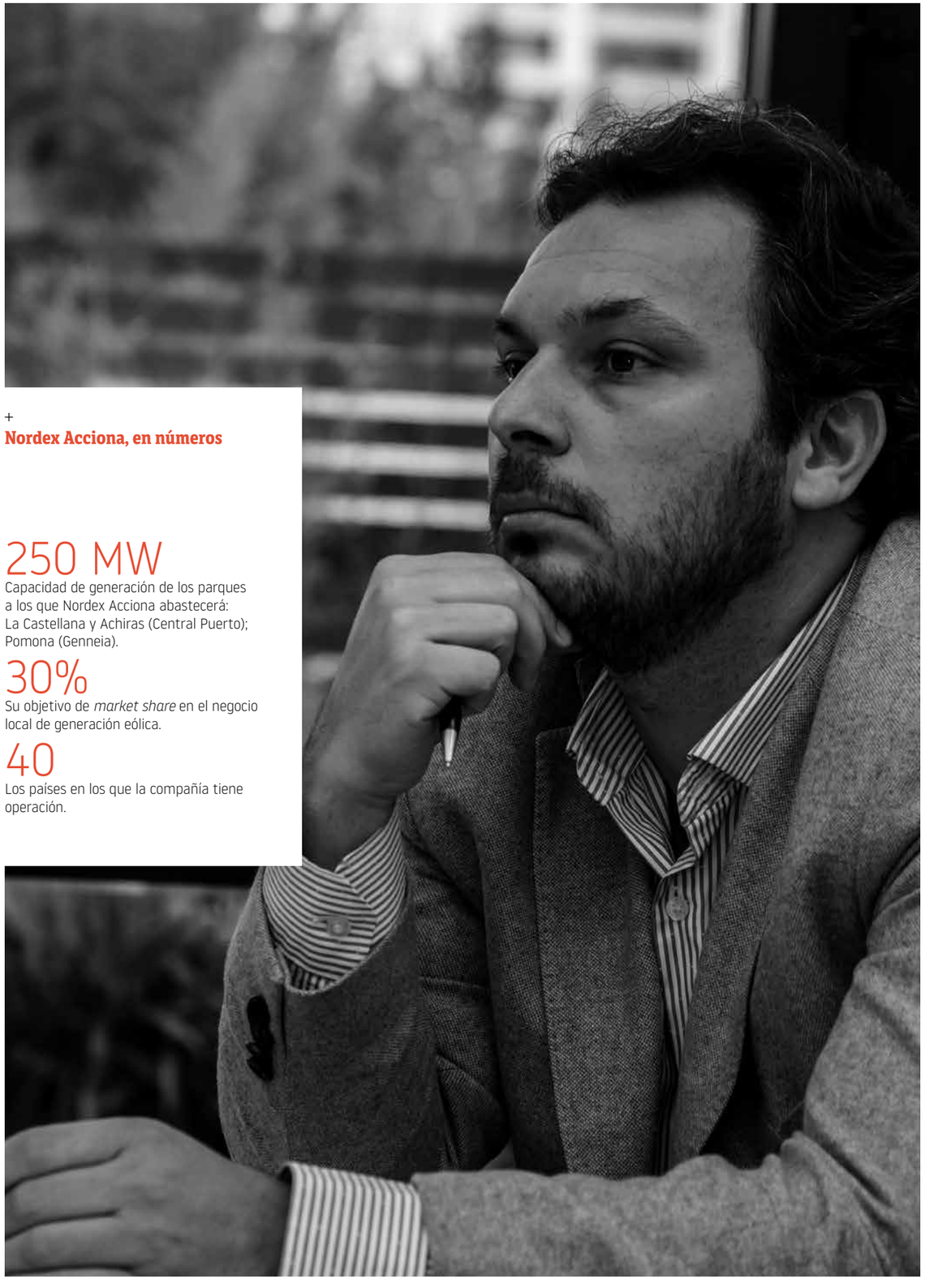
CUANDO EL AÑO PRÓXIMO se suba el interruptor de los parques eólicos La Castellana y Achiras, no sólo se habrán puesto en marcha dos proyectos en los que Central Puerto habrá invertido más de u$s 100 millones. También, comenzarán a girar las aspas de las usinas de Nordex Acciona, *player* que confía en aprovechar el fuerte viento a favor que sopla en estas tierras para quienes levan el barrilete de las energías renovables. «La Argentina es un mercado que tiene mucho potencial. El recurso eólico es excelente. Hay una necesidad de instalar capacidad de producción de energía. Y vemos que, a nivel macroeconómico, en los últimos años, se volvió el país que más inversiones atrae en el sector. Incluso se estima que podría superar a Brasil. Así que, para nosotros, es un mercado importante», resume Vincent Riedweg, *managing director* de la empresa para la Argentina y Uruguay. «La expectativa es estar entre los dos o tres tecnólogos más importantes del país, con un volumen del 30% del mercado, aproximadamente. Ése es nuestro objetivo de crecimiento», traduce esas intenciones a cifras Marcos Cardaci, *head of Sales* para América latina. «La meta es alcanzar esa participación el año próximo», agrega.

Nordex Acciona es el resultado de la fusión entre la compañía Nordex, fundada en 1985 en Dinamarca pero con sede en Hamburgo, y Acciona Windpower, fabricante de generadores eólicos del grupo español Acciona. Nordex pasó a tener el 100% de Acciona Windpower y, en contrapartida, el *holding* ibérico recibió el 29,9% del capital del comprador, cotizante en la Bolsa de Frankfurt. Se convirtió, así, en su mayor accionista individual.

Con más de 3.300 empleados y una planta en Alemania, Nordex aportó el *expertise* de 7.000 turbinas eólicas, por 131,6 gigawatts, instaladas en 40 países. Tenía 80% de su negocio concentrado en Europa. En tanto, la dote de Acciona WP era un staff de 1.400 cápitas, centros de producción en España (Pamplona), Brasil, la India y los Estados Unidos, más de 3.200 usinas instaladas (5,5 Gw) en 18 países y un 70% de su negocio –calculado en 1.000 millones de euros anuales– con foco en los mercados emergentes.

Durante 2016, su primer año de operación, la empresa combinada facturó 3.400 millones de euros, con un *ebitda* (sigla en inglés de «ganancias antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones») de 285,5 millones. En 2017, los ingresos se contrajeron a 3.008 millones de euros y el *ebitda*, a 242 millones. En el primer trimestre de 2018, recaudó 487,9 millones de euros, *versus* 648,4 millones de un año antes. El margen operativo se recortó de 51,2 millones, entre enero y marzo de 2017, a 20 millones, al cabo del mismo período del corriente año. Con estos números, la compañía proyecta un 2018 con ingresos por 2.400/2.600 millones de euros y un margen de *ebitda* del 4% al 5% de su facturación. Sin embargo, en su notificación a los accionistas, habló de un «sólido inicio» de 2018, «en línea con las expectativas». Resaltó que, en el '*first quarter*' instaló 171 turbinas en 8 países, con capacidad de 522,9 megas (habían sido 415,6 Mw en igual lapso de 2017). América latina, agregó, contabilizó cerca de la mitad de esa capacidad instalada. Ya en su balance anual de 2017, había asentado que el 90% de su cartera de proyectos pendientes de ejecución era fuera de Alemania. Esas iniciativas suman 3.700 millones de euros.

Esa estrategia es el contexto en el cual Nordex Acciona tiene operaciones directas en la Argentina desde hace ya dos años. «Hoy, tenemos contratos firmados por 250 megas», puntualiza Riedweg. Son dos proyectos de Central Puerto y uno de Genneia. El primero es La Castellana. Ubicado en Villarino, Bahía Blanca, aportará 99 megas, adjudicados a un precio de u$s 61,5/Mw, según datos del Ministerio de Energía de la Nación. El otro para ese cliente es Achiras (Córdoba): 48 Mw, a u$s 59,38/Mw. Si bien las fechas de ingreso en operación comprometidas por la empresa son el 20 de agosto y el 26 de septiembre de este año, ambos tienen tal avance que, de acuerdo con declaraciones públicas de ejecutivos de Central Puerto, habrán estado activos comercialmente antes de lo previsto.



+

Nordex Acciona, en números

250 MW
Capacidad de generación de los parques a los que Nordex Acciona abastecerá: La Castellana y Achiras (Central Puerto); Pomona (Genneia).

30%
Su objetivo de *market share* en el negocio local de generación eólica.

40
Los países en los que la compañía tiene operación.

“
LA ARGENTINA ES UN MERCADO QUE TIENE MUCHO POTENCIAL. EL RECURSO EÓLICO ES EXCELENTE. HAY UNA NECESIDAD DE INSTALAR CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA. Y VEMOS QUE, A NIVEL MACROECONÓMICO, EN LOS ÚLTIMOS AÑOS, SE VOLVIÓ EL PAÍS QUE MÁS INVERSIONES ATRAE EN EL SECTOR.

LA CASTELLANA

99 MW

ADJUDICADOS A UN PRECIO DE US$ 61,5/MW

En tanto, el tercer proyecto con el que Nordex Acciona tiene contrato firmado es Pomona, de Genneia: 100 megas en Río Negro, a u$s 48,81/Mw. También se prevé que esté activo en 2019.
«Esperamos que haya continuidad en las políticas actuales. Que siga habiendo una subasta anual o dos, como se dio hasta ahora», precisa Cardaci acerca de cuáles son los factores de los que dependerá el cumplimiento de los objetivos trazados en el plan de negocios. «Que el mercado privado de energías renovables continúe creciendo en la forma en la que está mostrando que lo hará. Si el mercado está, nosotros seremos un jugador de los más importantes», agrega.
El mercado creció muy rápido, describe. «De cero. Y, de ser uno de los más atrasados de esta industria en América latina, superó todas las expectativas», apunta.
Esto, no obstante, significó complejidad. «El mercado no pasa de cero a lo que es hoy, que es instalar entre 1,2 y 1,5 gigas, a lo largo de un año, sin dificultades. Obviamente, la calidad del suministro no existía. Sin embargo, el problema fue identificado desde el principio. Tanto por parte de las empresas, que tenían necesidades, como del Gobierno, que prestó apoyo. Trabajó para levantar ciertas restricciones que había. Y, hoy, el hecho es que nuestros parques están construyéndose en tiempo y forma», observa Riedweg. En tal sentido, al tratarse de una industria globalizada, el interés de *players* internacionales significó, también, la veloz incorporación de conocimiento, matiza.
«En materia eólica, la Argentina es uno de los mejores recursos eólicos del mundo», destaca. «En otros lugares, el problema es diseñar máquinas que deben buscar, siempre, el mejor rendimiento y más eficiencia energética, porque hay escasez de recurso. Acá es al revés: tenemos demasiados recursos», contrasta. «El problema en la Argentina no es el recurso. Hoy en día, diría que los limitantes son su capacidad de demanda eléctrica y el acceso al financiamiento para los proyectos», diagnostica.
El financiamiento no es un tema menor. Con activa presencia de organismos multilaterales, fue casi la exclusiva ventanilla disponible para los *players* que resultaron adjudicados en las rondas de RenovAr hechas hasta ahora. A punto tal que no son pocos los proyectos en incertidumbre, por no haber conseguido, todavía, los capitales necesarios para ponerlos en marcha.
«El hecho es que la Argentina estuvo fuera de los mecanismos internacionales de financiamiento que se ven en la industria en todas partes. El Gobierno hizo un trabajo bastante fuerte para volver a ellos. Sin embargo, el de financiamiento es un mercado que necesita mucho de confianza y de predictibilidad a largo plazo», dice Riedweg. Lo cual, añade, hace que el costo de un proyecto en la Argentina sea más alto que en otros países de la región. «Hay países que tienen menos recursos eólicos pero lograron mejores precios de energía. Y no es, precisamente, por el costo de la tecnología, que es similar a nivel global. El financiamiento es uno de los factores que contribuyen», indica. Sin embargo, no pierde el optimismo. «Hace dos años, los organismos con los que trabajábamos regularmente nos decían que la Argentina no estaba ni en el mapa. Y hoy vemos que hay interés y nos piden que los pongamos en contacto con gente que tiene proyectos. Hubo un cambio de percepción bastante importante. La expectativa es que la tasa baje», contrasta.
Nordex Acciona les facilita a sus clientes contactos con bancos y entidades financieras. Y, también, las agencias de promoción de exportaciones de Alemania y de España, donde están localizados sus centros de producción.
La estrategia de la compañía fue buscar clientes que, desde la primera ronda de RenovAr, tuvieran fuerte protagonismo. «Nos enfocamos en aquellos que, pensamos, tendrían un rol importante en las subastas», explican los ejecutivos. «Quisimos asociarnos con actores confiables. Había una gran duda con el cumplimiento de los objetivos, y para nosotros fue importante ir con actores que, sabíamos, podían hacerlo. Los parques que vendimos se financiaron, se están construyendo y se pondrán en servicio. Con sus dificultades. Pero se está logrando. No sé si es el caso de todos», subraya Riedweg.
La tecnología ofrecida, agregan, era la misma que hoy presentan en los proyectos de Europa, Sudáfrica, Australia y otros países de América latina. Los generadores para Central Puerto provinieron de España, en tanto que los de Genneia llegarán de Alemania (con financiamiento de la agencia de exportaciones de ese país). «Ahora, las reglas del juego han cambiado un poco. Existe un incentivo importante a la hora de ensamblar y de empezar a producir aerogeneradores en la Argentina. Y, en ese contexto, también queremos jugar un rol importante. Estamos con nuestros planes serios de tener actividades industriales en el país», anticipa Cardaci. La referencia es a la sanción, en marzo, de la Ley de Compre Argentino, impulsada por el Ministerio de Producción y que extiende, entre otros sectores, a las licitaciones de energías renovables la obligatoriedad de incluir proveedores nacionales en los proyectos. Como antecedente, la cartera que dirige Francisco Cabrera citó que, en las licitaciones RenovAr, se pasó de una exigencia de integración nacional del 11% en la Ronda 1 al 37% en la 2.
«Este plan resultará en mejoras en los modelos de negocios y en el costo de la energía», analiza Riedweg. En su arranque, el mercado de renovables despertó mucha atención, atracción que, según su óptica, se tradujo en la presencia de no menos de seis tecnólogos activos. «Eso se reducirá. Porque, por más atractivo que esté el mercado, tampoco

ACHIRAS

48 MW

A US$ 59,38/MW

POMONA

100 MW

A US$ 48,81/MW

“
LA EXPECTATIVA ES ESTAR ENTRE LOS DOS O TRES TECNÓLOGOS MÁS IMPORTANTES DEL PAÍS, CON UN VOLUMEN DEL 30% DEL MERCADO, APROXIMADAMENTE. ÉSE ES NUESTRO OBJETIVO DE CRECIMIENTO.

tiene el volumen de la India, Brasil o los Estados Unidos, para sostener, a largo plazo, la actividad de tantos *players*», razona. «La cantidad de jugadores se reducirá y creemos que el contenido nacional será uno de los factores que impondrá esta selección. Porque es algo que traerá ventajas para los clientes, para los dueños de los parques», continúa. «Entonces, nosotros tomamos la decisión de ser activos en este mercado y ofrecer, en la Argentina, máquinas de origen nacional», anticipa. «Tenemos una tecnología muy específica de vectores de hormigón, que permite hacer este producto a nivel local», precisa. También, agrega, Nordex Acciona trabaja en el ensamble de góndolas, ejes y bujes. «Eso nos permitiría alcanzar un nivel de integración local superior al 35%, que es lo que exige la norma, ya que servirá para que nuestro aerogenerador califique como 100% local», precisa.

A corto plazo, esto encarecerá el costo de los aerogeneradores. «Es más costoso ensamblar, primero, por un tema de escala. Todo lo que hoy vendemos en el mundo se ensambla en tres plantas (dos en España y una en Alemania). Para optimizarlas, tenemos que producir ahí volúmenes que nos permitan tener efectos de escala que hoy en día en la Argentina, por el tamaño de su mercado, no podemos lograr», explica el CEO. En números: en 2017, Nordex Acciona vendió, a escala global, generadores con capacidad de 2.500 megas. La Argentina, en tanto, es un mercado de 600 a 700 y el target de la compañía es una cuota del 30%. Es decir, entre 200 y 250 Mw. «Y no todo eso será nacional. Porque, por ejemplo, por un tema de financiamiento algunos proyectos se tendrán que importar», distingue. También es más gravoso el costo de la mano de obra. «Significativamente más alto de lo que nosotros podemos lograr en Europa», sugiere. Otro cuello de botella, agrega, es la logística. «No creemos que exista la capacidad para transportar todo lo que requerirá el mercado». Sin embargo, la Cámara Eólica Argentina –a la que la compañía pertenece– identificó estos puntos y trabaja con las autoridades para resolverlos, relativiza el ejecutivo.

«Tenemos que suministrar lo que el mercado nos pide. El mecanismo que se estableció incentivará el compre nacional. Como tecnólogo, es obvio que un esquema de suministros globalizado es mejor. Nos permite lograr mejores resultados. Pero también entendemos las motivaciones que hay detrás del incentivo a la industria local. El balance actual es bueno. Las exigencias que se fijaron son realistas. Así que vemos este plan como factible», cierra el tema.

El viento a favor promete seguir siendo fuerte. Los hombres de Nordex Acciona ven en la Argentina un mercado que, si bien está en una etapa muy incipiente, puede competir con España, Italia o Francia. Es decir, aquellos países en condiciones de instalar, a largo plazo, entre 500 y 1.000 megas anuales de capacidad eólica.

Por lo pronto, la empresa ya está en conversaciones con potenciales clientes de cara a próximas rondas. Y ya ofrece la turbina L133, de reciente lanzamiento mundial. «Creemos que la Argentina es uno de los países donde más se aprovechará este aerogenerador», se entusiasman los ejecutivos locales. Diseñada para lugares de vientos fuertes (norte de Europa, México, Australia), con 133 metros de diámetro de rotor, tiene capacidad para generar 4,8 megas. Las instaladas en Central Puerto, por ejemplo, tienen, con un diámetro similar, una capacidad de generación de 3,15 megas. «El ratio potencia/diámetro es mucho más alto en esta máquina y eso conviene en sitios de mucho viento», señala Riedweg. «Tenemos expectativas de que esta máquina, para la próxima ronda, compita muy bien», aporta Cardaci. «Ahora, con ese diámetro de rotor podemos acceder a las zonas de más viento del país, cosa que antes no se podía. Pero también, por temas de transmisión, probablemente se empiecen a mover las oportunidades ya no tanto en el sur sino en el centro de la Argentina. Para sitios de un poco menos de viento, trabajamos con rotores de 140/149 metros. Son las máquinas más grandes que hay en el mundo, con potencias de entre 3 y 4,5 megas», describe el resto del porfolio. ×

PARA COMPETIR CON EL MERCADO ESTADOUNIDENSE

SIN MARGEN PARA BAJAR COSTOS, LAS EMPRESAS DE SERVICIOS VAN POR LA EFICIENCIA

SI BIEN VACA MUERTA EMPUJA LA ACTIVIDAD DEL SECTOR, LAS PRESTADORAS DE SERVICIOS HIDROCARBURÍFEROS DEBEN PUGNAR CON SUS PARES NORTEAMERICANAS POR LOS EQUIPOS DE FRACTURAS. SEGÚN SUS EJECUTIVOS, NECESITAN MEJORAR SU EFICIENCIA PARA GARANTIZAR UN NIVEL DE RENTABILIDAD QUE PERMITA ATRAER NUEVAS INVERSIONES.

Por Lucas Lufrano

LAS EMPRESAS DE SERVICIOS especiales de fracturación y completación de pozos hoy transitan la senda del crecimiento que marca el desarrollo de Vaca Muerta. Pero, al mismo tiempo, la vivacidad del mercado de los Estados Unidos presiona sobre la demanda de equipos de fractura. En ese marco, las firmas que operan en la Argentina se enfrentan al reto de disputar una oferta rezagada contra sus pares norteamericanos. Cómo lograr una mayor competitividad es el interrogante que los altos mandos de Schlumberger, Halliburton, Weatherford y Baker Hughes respondieron en un panel de debate que formó parte del VIII Seminario Estratégico 2018, organizado en Buenos Aires entre el 15 y el 16 de mayo por la Society of Petroleum Engineers (SPE).

En la Argentina, las etapas de fractura aumentaron de 5.000, en 2016, a 6.000, en 2017. Asimismo, se aguarda que este año cierren en 7.800, en función de la incesante labor de Tecpetrol en Fortín de Piedra. A partir de la información de cada compañía sobre los equipos de perforación en camino, se estima que se alcanzará un total de 10.500 en 2019. Así lo cree Miguel Di Vincenzo, vicepresidente de Tecnología y Ventas Globales de EcoStim, cuya palabra especializada desde Houston (Estados Unidos) sumamos a la discusión.

La demanda para este tipo de empresas sube año a año entre un 40% y un 80%, en palabras de Mario Mochkofsky, vicepresidente de Weatherford. «El *rig count* ya alcanza los 24 equipos en perforación. Para 2019 pretendemos un mínimo de 35 y un máximo de 44, según se cumplan los proyectos anunciados», puntualiza. El directivo agrega que la planta que la firma posee en Córdoba aumentó la producción, de la cual exporta un 40%, y que está en estudio la ampliación del porfolio de más de 300 artículos de uso para la industria, como collares, cementación y centralizadores. Halliburton, por su parte, duplicó su provisión de apuntalantes en 2017. «Proyectamos un alza anual de un 30% en este 2018», anticipa su vicepresidente Jorge Rivera.

Sin embargo, las firmas de servicios petroleros deben competir directamente contra las estadounidenses

“

Mario Mochkofsky, de Weatherford.

EL *RIG COUNT* YA ALCANZA LOS 24 EQUIPOS EN PERFORACIÓN. PARA 2019 PRETENDEMOS UN MÍNIMO DE 35 Y UN MÁXIMO DE 44, SEGÚN SE CUMPLAN LOS PROYECTOS ANUNCIADOS.

“

Miguel Di Vincenzo, de EcoStim.

APUNTAMOS A MEJORAR LOS PROCESOS INTERNOS Y A CONTINUAR CON LA INCORPORACIÓN DE NUEVA TECNOLOGÍA PARA LLEGAR A 5 ETAPAS DIARIAS EN LO INMEDIATO Y A 5,5 Ó 6 EN EL LARGO PLAZO.

por los equipos de fracturación. «La plaza norteamericana no sólo está muy activa, sino que –debido a la última crisis del sector en 2016– arrastra una demora en la fabricación de nuevos equipos de fractura y en el *rebuilding* de los existentes», destaca Di Vincenzo. Mientras que unos 450 equipos perforaban objetivos de petróleo y gas en el territorio estadounidense hace dos años, hoy ese número asciende a 1.050. En ese sentido, de los 14 millones HP con los que se operaba antes del parate, la recuperación sólo pudo contar con 10 millones, ya que los equipos habían sido exigidos hasta el límite.

MÁS EFICIENCIA

Ante este panorama, los directivos concuerdan en que las firmas locales requieren mejorar su nivel de eficiencia para asegurar rendimientos altos en vistas a atraer inversiones. «Toda empresa tiene el deber hacia sus accionistas de un nivel mínimo de rentabilidad en los procesos a los que apuesta. Sin ese piso, no competimos. Necesitamos probar que podemos desarrollar Vaca Muerta de manera sustentable para las operadoras y las empresas de servicios», sostiene Gabriela Prete, gerente de Schlumberger para la Argentina. «Estamos disputando recursos internamente con la reactivación de la Cuenca Permian y con el comienzo de los proyectos en Arabia Saudita», explica.
Por su lado, Mochkofsky subraya que «debemos ofrecer soluciones distintas. La compañía que gane el sector diferencial del mercado no será la que ofrezca la propuesta más barata, sino aquella que lo haga de una manera diferente», expone.
Asimismo, Rivera juzga que el gran desafío pasa por acrecentar la producción manteniendo los costos estables. «Una disminución por eficiencia no se manifestará en el precio unitario. El valor de la etapa de fractura cayó de los u$s 170.000 a los u$s 67.000 entre 2014 y el presente año», ejemplifica Mochkofsky.
Hoy Schlumberger promedia tres etapas de fractura por día. «Apuntamos a mejorar los procesos internos y a continuar con la incorporación de nueva tecnología para llegar a cinco etapas diarias en lo inmediato y a 5,5 ó seis en el largo plazo», adelanta Prete. Halliburton también aspira a alcanzar las cinco etapas por día como condición para ser costeable. Mochkofsky, en tanto, imagina empresas con 20 a 30 pozos en producción. Y Mariano Gargiulo, vicepresidente de Baker Hughes-GE para el Cono Sur, resalta la necesidad de reforzar la productividad.

NUEVAS TECNOLOGÍAS

Uno de los factores principales para conquistar la meta de una mayor eficiencia es la incorporación y actualización de nuevas tecnologías y técnicas, según acuerdan los directivos. Con el horizonte en aproximar a Schlumberger al límite técnico y de mercado, Prete hace hincapié en la geonavegación y el posicionamiento preciso de punto, así como en los motores de alto rendimiento que permitan una perforación más rápida. En la misma línea avanza Halliburton. «Estamos adoptando una familia de diseños químicos y migrando paulatinamente hacia una generación de equipos inteligentes a los fines de pronosticar cuáles serán los módulos de fallas para lograr el mantenimiento óptimo de las bombas que presentan una alta propensión de defectos», indica Rivera.
La intención de optimizar los sistemas de automatización también obsesiona a Weatherford, que pone el foco en el *know-how* para el levantamiento artificial y en el desarrollo de un algoritmo de análisis masivo de datos para enviar a los pozos las correcciones necesarias. Tras señalar las carencias en la perforación direccional y en el sistema de levantamiento artificial, Mochkofsky resalta la flamante instalación del primer Rotaflex en LC, en protocolo de prueba. «Se trata del primer sistema de *jet pump* en *multitanks*», precisa.
Además de aplicar la misma tecnología utilizada por las firmas norteamericanas, Di Vincenzo cree que las locales deben considerar su experiencia respecto del alto nivel de utilización del *shale*. «Hay que prepararse con programas de mantenimiento para la alta presión y la parte mecánica con nuevas metodologías, acordes a la demanda, que difieren de los planes viejos. Si bien algunas compañías ya están aplicando esto, es necesario que se generalice. Más si se tienen en cuenta las diferencias geográficas: ante una falla, en Estados Unidos es posible conseguir una reparación a pocos kilómetros, cosa que no sucede en la Argentina», compara.
El ejecutivo de EcoStim también coincide con sus pares de Schlumberger y Weatherford en lo importante que es estar transitando las curvas de aprendizaje. Prete apunta, asimismo, a la relevancia de adaptar el diseño de fractura, a la par de recordar la insuficiencia del plantel de proveedores. Y Mochkofsky, por su parte, reclama la adopción de modelos de contratos que conduzcan a ganancias para ambas partes.

PERSONAL CALIFICADO

Los inconvenientes que atraviesan las compañías en materia de recursos humanos conforman un tema recurrente que los ejecutivos no esquivan. «En perforación hay requerimientos de corte técnico. En 68 años Halliburton ha exportado profesionales competentes a todo el mundo, pero hoy los demanda. Las carreras de ingeniería producen menos que las humanísticas. Puntualmente hay un déficit de ingeniería de alto nivel para cubrir perforación direccional y *drilling*, lo cual genera cuellos de botella», lamenta Rivera. En la misma vereda se ubica Mochkofsky. «Por un lado, tenemos obstáculos para contratar y retener personal en campo. Una de las causas estriba en que se dificulta conseguir estudiantes recibidos de una escuela técnica. Otro problema es la reconversión. Suele haber dificultades para convertir un trabajador en un operador de un servicio direccional o en un *blender*», advierte. Como acota Gargiulo, la generación de mayor productividad depende de la formación de «grandes

+
Las etapas de fractura en Argentina

5.000
en 2016

6.000
en 2017

7.800
se aguarda para 2018

10.500
se estima que se alcanzará para 2019

equipos». Rivera también alude a la expansión de los recursos humanos y a la necesidad de modificar el desequilibrio de género. «El personal debe acompañar el crecimiento de las operadoras. Halliburton incrementó la plantilla un 25% con respecto a finales de 2017, y uno de los horizontes es diversificarla. Apuntamos a sumar mujeres en el campo a través de la implementación de medidas para que la industria petrolera se convierta en un sitio propicio para su desarrollo profesional», expresa. El directivo subraya, además, la necesidad de generar competencias para responder a la alta demanda con eficiencia.

LOGÍSTICA Y PRECIOS

A nivel más estructural, una de las coincidencias entre los altos mandos pasa por la exigencia de resolver cuestiones logísticas. En cuanto a lo externo, tanto Di Vincenzo como Mochkofsky estiman prioritario facilitar la importación de equipos. «La Aduana mejoró muchísimo, pero falta. En términos de tiempo, el costo para importar continúa siendo muy alto. Persisten restricciones que no se eliminaron porque quedaron decretos pendientes. El patentamiento de carretones dura ocho meses, mientras que en Chile implica apenas 10 días», ejemplifica el vicepresidente de Weatherford. Al igual que su par de Schlumberger, recuerda que hay un gran trabajo interno por hacer. «Un equipo de perforación podría ahorrarse, en promedio, 55 horas mensuales cambiando la manera de tirar cañería. Es un 8% por mes», grafica.

Otro punto clave alude a los precios relativos. Prete y Di Vincenzo hacen hincapié en que los precios justos son una condición indispensable para garantizar un mínimo de rentabilidad a los inversores. Mochkofsky, asimismo, se muestra atento a la variación del tipo de cambio. «Mientras la devaluación no se traslade completamente a precios, habrá más competitividad», razona.

CONJUNCIÓN DE ESFUERZOS

Finalmente, los ejecutivos invitaron a que todos los actores del sector aúnen esfuerzos. «En Estados Unidos la revolución del *shale* no la hicimos las compañías de servicios, sino el sistema que es más competitivo. Necesitamos trabajar en forma conjunta. La industria petrolera es una de las más ineficientes en cuanto al acercamiento de la cadena de valor. Es fundamental que lo formemos entre todos, abriendo nuestras carteras, compartiendo información y creando valor para el desarrollo hidrocarburífero», se esperanza Gargiulo.
Rivera aconseja colaborar como industria para apuntalar la eficiencia de aquí a 2021. «Es clave ser receptivos a las alternativas», enfatiza. En igual frecuencia, Prete llama a «caminar con las operadoras para desarrollar sosteniblemente una competitividad interna».
Sobre la base de todo lo expuesto, en definitiva, los ejecutivos reconocen que será el futuro el que diga si las empresas de servicios podrán sortear o no estas barreras. ×

Rubens Ometto Silveira Mello.

<

RUBENS OMETTO SILVEIRA MELLO, PRESIDENTE DE COSAN

DULCE SEÑOR

QUIÉN ES RUBENS OMETTO SILVEIRA MELLO, EL EMPRESARIO BRASILEÑO QUE CONSTRUYÓ UN IMPERIO A PARTIR DEL AZÚCAR Y EL ETANOL. SU LUCHA PARA IMPONERSE A SUS FAMILIARES Y CONVERTIR LA EMPRESA QUE FUNDÓ SU ABUELO EN COSAN, UN GIGANTE QUE PISA FUERTE TANTO EN LA ENERGÍA COMO EN LA LOGÍSTICA Y LOS BIENES RAÍCES. LA HISTORIA DEL HOMBRE QUE, DESDE EL INTERIOR DE SAN PABLO, DOMÓ AL TIGRE DE ESSO, SE ASOCIÓ CON SHELL EN RAÍZEN Y, ESTE AÑO, SE QUEDÓ CON LOS ACTIVOS DE *DOWNSTREAM* DE LA ANGLOHOLANDESA EN LA ARGENTINA.

Por Juan Manuel Compte

CONSERVADOR. Aficionado al tenis, a las telenovelas y a la música «sertaneja», un estilo popular nacido en el campo brasileño. Así describió el diario paulista *Folha* a Rubens Ometto Silveira Mello, el «Rey de la Caña de Azúcar». El «caipira» –término utilizado para caracterizar a los habitantes del interior del estado de San Pablo y con el cual sus primos solían reírse de él– que, alimentado con etanol, impulsó Cosan, un *holding* global que, en 2017, consolidó una facturación superior a los 55.300 millones de reales (unos u$s 15.000 millones). El brasileño que, en su país, asociado con Shell en el *joint venture* Raízen, domesticó al tigre de Esso y, más recientemente, en la Argentina, se convirtió en el nuevo dueño de los activos de *downstream* de la angloholandesa.
La fortuna personal de Ometto asciende a u$s 1.200 millones, calculó este año la revista estadounidense *Forbes*. Es el mayor magnate global de la industria del etanol. Cosan, que aporta el 2,5% de la producción global de azúcar, está listada en la Bolsa de Nueva York y es tomada como empresa modelo para la reconversión de *players* regionales (por caso, la argentina Ledesma). Sus intereses van de las industrias azucarera y alcoholera a la energía, los bienes raíces y el transporte. En 2008, pagó 1.500 millones de reales (u$s 826 millones de entonces) por los activos de *downstream* de Esso en su país. Fue, apenas, el primer movimiento. Dos años después, conformó con Shell una sociedad, 50-50, para producir y comercializar combustibles. Es Raízen, hoy convertida en la quinta empresa más grande de Brasil –tercera, en el ranking de energéticas–, con una facturación anual que roza los 80.000 millones de reales (u$s 21.000 millones, al tipo de cambio actual). A inicios de este año, Raízen, además, anunció la adquisición de los activos de refinación y comercialización de Shell en la Argentina (u$s 950 millones). Cosan había dado otro gran golpe en 2012. Compró, en 3.400 millones de reales, a Comgás, la mayor distribuidora de gas de Brasil. Y, en 2014, en una transacción intensa e impactante, fusionó a su operadora logística, Rumo, con el gigante ferroviario ALL, lo que resultó en una compañía combinada valuada en 11.000 millones de reales. «El mercado del azúcar y el alcohol es una montaña rusa», definió, acerca de por qué, en el lapso de cuatro años, aceleró a fondo con la diversificación de sus negocios. «Si hago en la empresa lo que el mercado quiere o espera, es mejor poner a un analista en mi lugar», justifica cada uno de sus sorpresivos movimientos.

LO PRIMERO NO ES LA FAMILIA

«Sea tan bueno como un nerd: existe una gran probabilidad de que termine trabajando para uno de ellos». Es una de las 11 lecciones de Bill Gates que Ometto contempla, enmarcadas, en su escritorio. Todo un resumen de su propia filosofía personal.
«Binho» –diminutivo por el que es conocido– nació en 1950 en Piracicaba, un municipio del interior de San Pablo ubicado 138 kilómetros al norte de la capital estadual. De 390.000 habitantes –sobre 45,3 millones que suma la población paulista–, está emplazada en uno de los distritos industriales y agrícolas más productivos de la región. Metalurgia, mecánica, textiles, alimentos y combustibles (petroquímicos y alcohol) se fusionan entre las 5.000 industrias que se encadenan en esa área.
Su casa natal estaba a 100 metros de Costa Pinto, la usina azucarera que pertenecía a su familia materna. El apellido de su padre, Celso, en realidad, es Silveira Mello. Ometto, en cambio, es el de su madre, Altina, cuyo linaje estuvo en el negocio

cañero durante cuatro generaciones, desde que sus ancestros emigraron de Italia, en el siglo XIX.
«Binho» hizo la primaria en una escuela rural, y el secundario, en un colegio católico. Siempre fue de los mejores alumnos –sino el mejor– de la clase.
Se mudó a San Pablo a los 17, en 1967, para hacer el curso previo a la carrera de Ingeniería Mecánica, diploma que obtuvo en la Escuela Politécnica. La gran ciudad, la más grande de Brasil, lo asustó, confesó alguna vez. Tampoco fue acogedora su inserción en un círculo familiar que lo veía como a un bicho extraño y no disimulaba en tratarlo como tal. La sertaneja es un género de música popular que surgió en el interior rural de San Pablo, en los años 20. Por su afición a ella, sus más de 20 primos citadinos decían que era un «caipira». Lo que, en ese contexto, equivalía a «campesino» o «pajuerano». Eso, admitió, le generó cierta sensación de inseguridad. Y abrió una herida. Una factura pendiente que, mucho tiempo después, él mismo se encargaría de cobrar.
«Siempre quise valerme por mí mismo. No depender de la familia para tener un trabajo», le declaró a la revista *Forbes*, en 2011. Justificó esa decisión, contó, en las discusiones y peleas de sus padres con el resto del clan que, de chico, recuerda haber presenciado en su lejano hogar.
Había iniciado su carrera laboral en Unibanco, cuando todavía estaba en la universidad. Ya noviaba con Mónica, quien es su mujer desde hace 40 años. Su futuro suegro, Guilherme Mellao, era el mejor amigo de José Ermírio de Moraes, presidente del gigante industrial Votorantim. Cumplían años el mismo día. «Binho» lo conoció en noviembre de 1970, durante un festejo compartido en uno de los restaurantes más exclusivos de San Pablo.
Congeniaron de inmediato, al punto tal que, una vez que se recibió, Ermírio lo designó director financiero en Votorantim. Ometto tenía 24 años.
«Fue mi mayor influencia personal en los negocios», reconoció, con el tiempo, acerca de su mentor.
Además del trabajo, compartían el (escaso) tiempo libre. Jugaban al tenis. E iban juntos a ver al Santos, el equipo del que ambos eran hinchas.
Año 1980. Ometto, finalmente, recaló en la empresa que había fundado su abuelo, Pedro, en 1936. Su tío, Orlando, había sufrido un infarto y le pidió que tomara las riendas. Aceptó incorporarse, bajo condición de un acuerdo de accionistas que le asegurara ciertos poderes. Él mismo lo redactó.
«Hoy estamos bien. Pero te recuperarás. Y las cosas se pondrán feas», le argumentó la exigencia a su pariente. Razón no le faltaba. Un episodio lo ilustra. Orlando había fundado una aerolínea, Transportes Aéreos Marília. Nombró presidente a su sobrino y le ordenó que despidiera a uno de sus principales ejecutivos. Antes de cumplir con esa misión, «Binho» se tomó un tiempo y notó el error que su tío estaba por cometer. La historia culminó con Orlando eyectado de la compañía. Con el apoyo de su joven benefactor, el ejecutivo a despedir terminó haciendo un *buy-out*. Era Rolim Amaro. Y la empresa, TAM.
El retorno de su recuperado tío a la poltrona del *holding* también implicó la división del grupo. Rubens se quedó con dos usinas: Costa Ribeiro y Santa Bárbara. «Cosan». Sus primos, con la principal: Duas Barras. Durante una década, «Binho» batalló judicialmente para reunificar el reino bajo su mano. «El único miembro de la familia que permaneció en Cosan soy yo», proclamó, tiempo después de que concluyó la guerra legal en la que se impuso por sobre otros 23 accionistas entre los que estaban no sólo sus primos, sino también su propia madre y sus hermanos. La factura había sido saldada.

LO QUE VENDRÁ

«Soy muy persistente, cobrador y, a veces, aburrido. Tengo una usina que tardé 10 años en comprar. Pero la compré». Ese estilo –laborioso, paciente y minucioso– también se vio en el cerrojo con el que reforzó su control de Cosan. En 2007, creó una estructura societaria que le asegura que las acciones en su poder valen 10 veces más, en votos, que los papeles ordinarios. Para hacerlo, listó un *holding*, Cosan Limited, en la Bolsa de Nueva York. Cosan ya llevaba dos años cotizando en el Bovespa, donde no está permitido ese tipo de andamiajes legales.
En su entorno, explican que también lo hizo para proteger a la compañía de *take-overs* hostiles y, de esa manera, garantizar el nivel de profesionalización que alcanzó el *management* de la empresa. De hecho, ya diseñó un plan de sucesión en el que él permanecerá como presidente sin funciones ejecutivas y sus dos hijas apenas ocuparán sillas en el directorio.
Cosa difícil para alguien acostumbrado a engordar su ganado, convencido de que el accionista debe meterse en el cuerpo directivo de una empresa, tanto como el ejecutivo profesional tiene que sentirse dueño de ella. Los domingos al anochecer, por ejemplo, empieza a llamar a sus managers para programar la semana. La ronda empieza por Marco Lutz, el CEO de Cosan, con quien comparte las ideas que tuvo durante el fin de semana. «Ya tuvieron el viernes y el sábado para descansar», suele justificar.

+

Rubens Ometto Silveira Mello

1950— Nace en Piracicaba, San Pablo.

Profesión— Ingeniería de Producción Mecánica (USP).

1971-1973— Se convierte en Ejecutivo Corporativo en Unibanco.

Década del 70— Es Director Financiero del Grupo Votorantim y el primer Presidente del Consejo de TAM Linhas Aéreas.

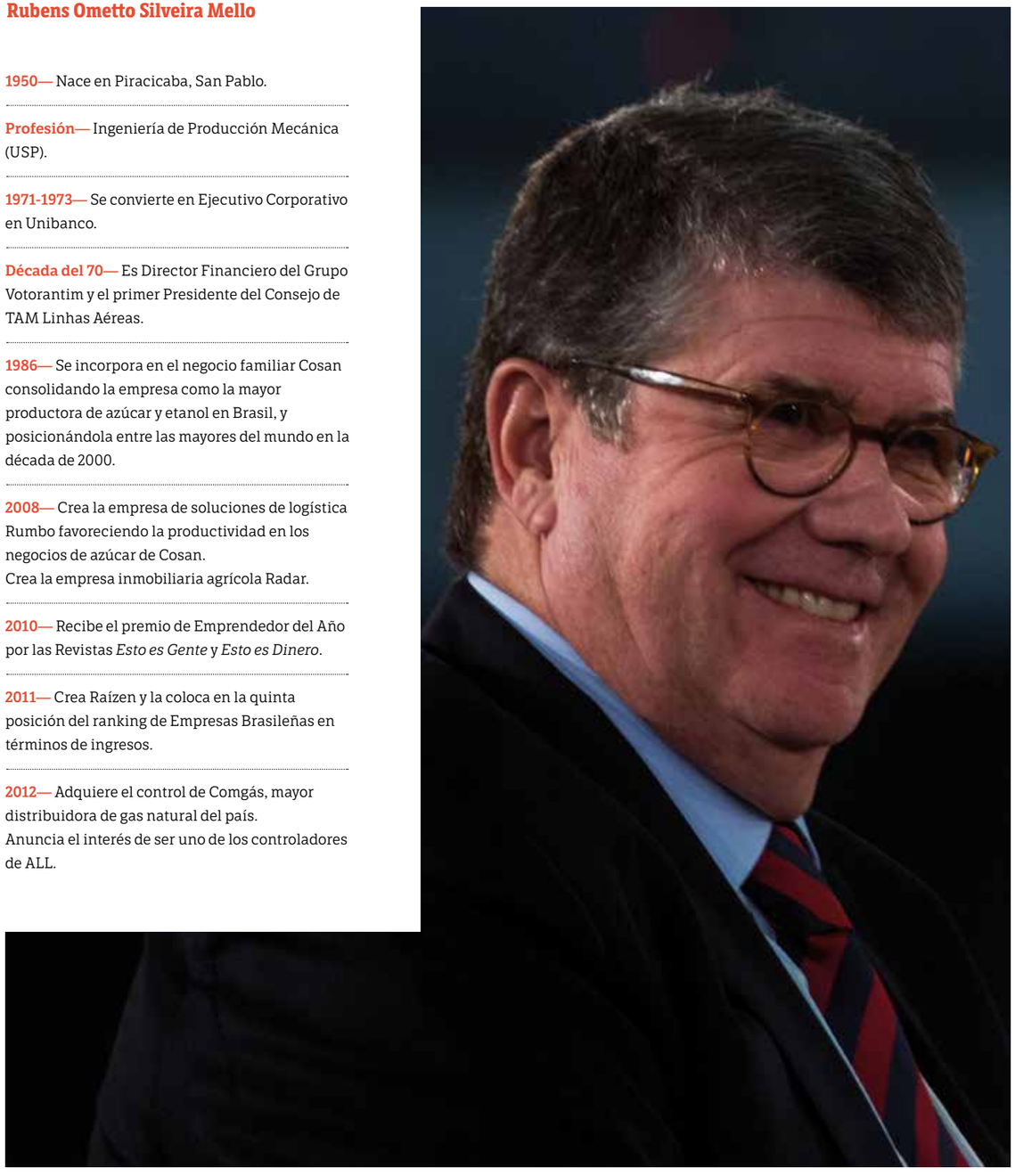
1986— Se incorpora en el negocio familiar Cosan consolidando la empresa como la mayor productora de azúcar y etanol en Brasil, y posicionándola entre las mayores del mundo en la década de 2000.

2008— Crea la empresa de soluciones de logística Rumbo favoreciendo la productividad en los negocios de azúcar de Cosan.
Crea la empresa inmobiliaria agrícola Radar.

2010— Recibe el premio de Emprendedor del Año por las Revistas *Esto es Gente* y *Esto es Dinero*.

2011— Crea Raízen y la coloca en la quinta posición del ranking de Empresas Brasileñas en términos de ingresos.

2012— Adquiere el control de Comgás, mayor distribuidora de gas natural del país.
Anuncia el interés de ser uno de los controladores de ALL.



+

Los números de Ometto Silveira Mello

u$s 1.200
millones calcula la revista *Forbes* como su fortuna personal

55.300
millones de reales facturó Cosan en 2017

25%
aportó Raízen Energía

19%
correspondió a Raízen Combustiveis

Cosan es el mayor productor de bioetanol de Brasil.

> “CUESTIONO TODO. CUANTO MÁS ENOJADOS ESTÁN MIS EJECUTIVOS CON MIS PREGUNTAS, ES SEÑAL DE QUE ESTOY HACIENDO BIEN MI TRABAJO.

Lo irritan los celulares de su staff apagados después de las 6 o las 7 de la tarde. «¡Tiene que ser alguien a quien le guste lo que hace!», describe su perfil de colaborador ideal.

«Cuestiono todo. Cuanto más enojados están mis ejecutivos con mis preguntas, es señal de que estoy haciendo bien mi trabajo», es una de sus máximas de *management*. «A veces, yo estoy enojado con ellos. Pero no soy de guardar rencores. Al cabo de un rato, está todo bien», se describe. «Quien parte y reparte, y no tiene la mejor parte, o es bobo o no tiene arte», suele decir.

En público, ofreció destellos de ese temperamento. «Los países ricos son prepotentes por tener el poder de la fuerza. Y esa fuerza es la capacidad de fabricar la bomba atómica. Si Brasil la hiciera, sería diferente», se despachó –sereno, sin levantar el tono de su voz– ante John Mayor, ex primer ministro británico, en un encuentro con empresarios brasileños durante una visita del sucesor de Margaret Thatcher a ese país. Ometto quería hacer oír su voz, en particular, contra los subsidios agrícolas, barrera infranqueable para todo aquel que, en su negocio, quisiera ingresar al mercado europeo.

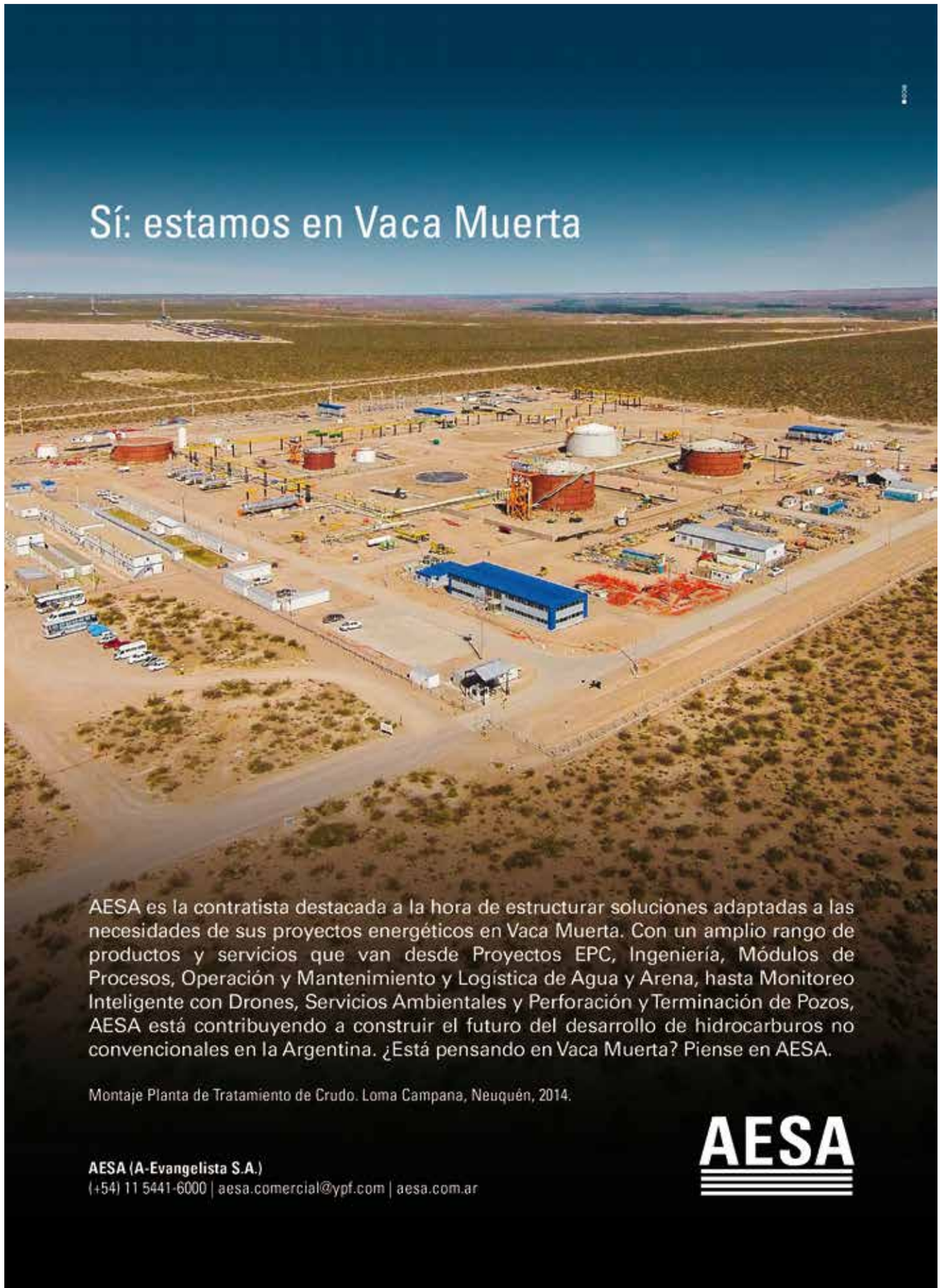
Otras dos anécdotas lo describen. Cuando empezó a formar Cosan, se plantó frente al Gobierno militar para poder exportar azúcar sin necesidad de pasar por el monopólico Instituto de Azúcar y Alcohol (IAA). La empresa fue la primera en ganar ese derecho, muchos años antes de que, a inicios de los 90, se liberara el comercio de azúcar. Más recientemente, le espetó a Dilma Rousseff: «Estás meando en el barro y no sabes lo que hay debajo de tus pies». Lo hizo cuando la destituida presidenta todavía era candidata. Discutían acerca de la política energética del Gobierno de Lula Da Silva.

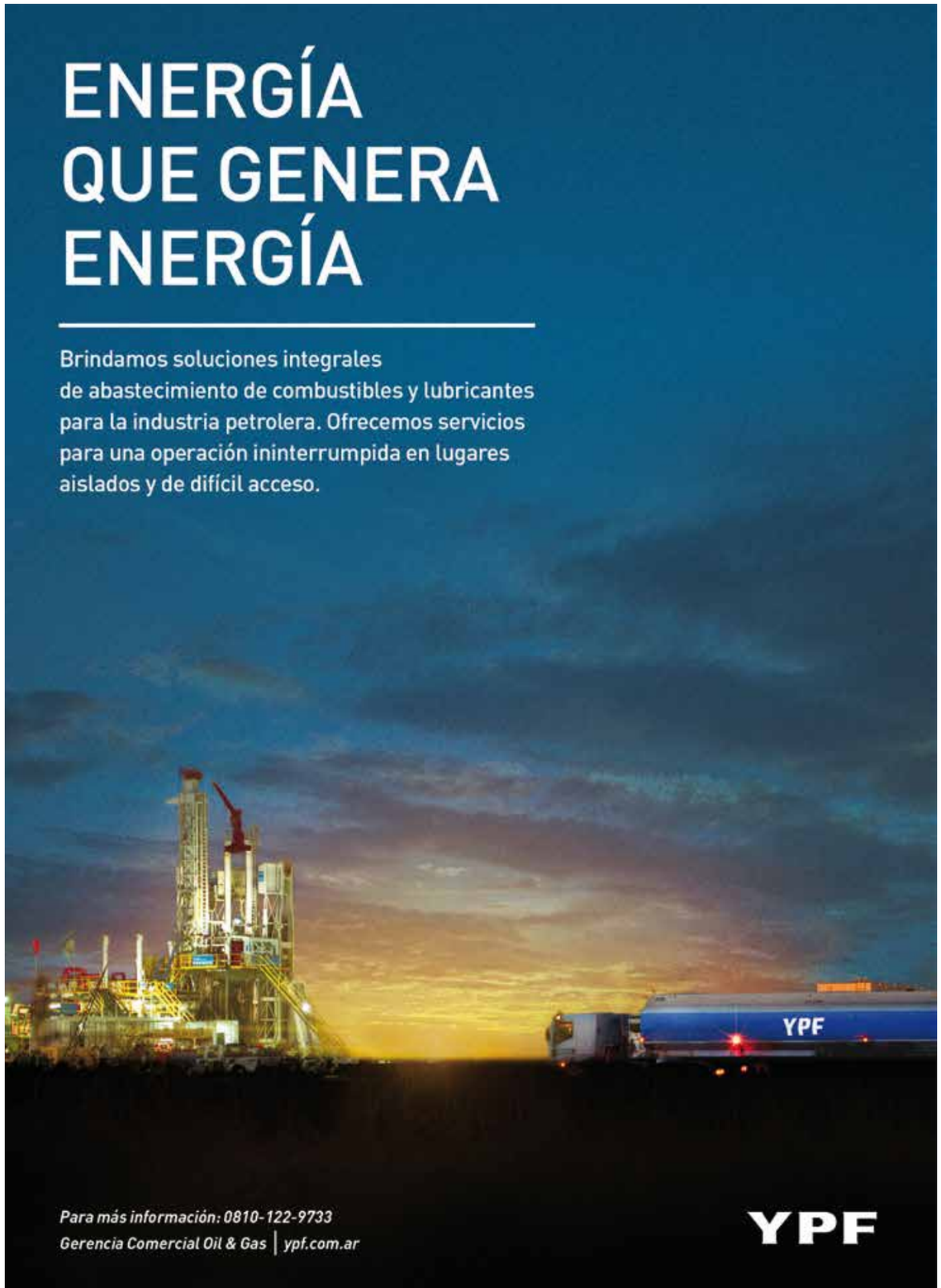
Esa fiereza suele aplacarse en su casa, el reposo del guerrero. No es alguien que acepte invitaciones a eventos sociales. Difícilmente se lo verá en un cocktail o una noche de gala. Prefiere cenar en su casa. Uno de sus hobbies favoritos es mirar capítulos grabados de telenovelas. Adquirió el hábito de adolescente, cuando se fanatizó con *Redención*, un clásico que la TV brasileña emitió entre 1966 y 1968. Pasa los fines de semana en una hacienda que perteneció a su bisabuelo, Herminio Onetto, en Araras, localidad 169 kilómetros al noroeste de San Pablo. Llega en helicóptero. Allí, tiene un campo de golf de nueve hoyos. A veces juega solo. La soledad, dice, lo ayuda a pensar.

El deporte es importante en su vida. Jugó al fútbol hasta los 30. Hizo tenis desde los 12 y, durante años, reservó el horario de almuerzo para cruzar raquetas contra algún tenista profesional retirado. Su obsesión por el ejercicio físico tiene una razón: su padre falleció de un infarto cuando él, todavía, estaba en la facultad. Desde entonces, intenta seguir una vida saludable. Por opción y obligación: el mayor productor de azúcar del planeta sufre de hipoglucemia –bajo nivel de azúcar en sangre–, por lo que debe comer algo cada tres horas.

La religión es otro aspecto crucial para él. Su mujer es una persona devota. Cada vez que lo ve contrariado, ella suele dejarle una biblia, abierta en el Salmo de David: «Bendito sea el Señor, mi roca, que adiestra mis manos para la guerra, mis dedos para la batalla».

Hace 10 años, Rubens Ometto Silveira Mello celebró la compra de las 1.600 estaciones de servicio de Esso cenando con la cúpula de Exxon Mobil en el restaurante del hotel Mandarin, de Londres. Tres días después, viajó con Mónica a Portugal. Más precisamente, a Fátima, uno de los lugares elegidos por los católicos brasileños para agradecer a Dios y pagar sus promesas. ✖


Sí: estamos en Vaca Muerta
AESA es la contratista destacada a la hora de estructurar soluciones adaptadas a las necesidades de sus proyectos energéticos en Vaca Muerta. Con un amplio rango de productos y servicios que van desde Proyectos EPC, Ingeniería, Módulos de Procesos, Operación y Mantenimiento y Logística de Agua y Arena, hasta Monitoreo Inteligente con Drones, Servicios Ambientales y Perforación y Terminación de Pozos, AESA está contribuyendo a construir el futuro del desarrollo de hidrocarburos no convencionales en la Argentina. ¿Está pensando en Vaca Muerta? Piense en AESA.
Montaje Planta de Tratamiento de Crudo. Loma Campana, Neuquén, 2014.
AESA
AESA (A-Evangelista S.A.)
(+54) 11 5441-6000 | aesa.comercial@ypf.com | aesa.com.ar


ENERGÍA
QUE GENERA
ENERGÍA
Brindamos soluciones integrales de abastecimiento de combustibles y lubricantes para la industria petrolera. Ofrecemos servicios para una operación ininterrumpida en lugares aislados y de difícil acceso.
YPF
Para más información: 0810-122-9733
Gerencia Comercial Oil & Gas | ypf.com.ar
YPF

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