

Proyecto Energético

Revista del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"



VACA MUERTA UN FUTURO VIVO

**HIDROCARBUROS
NO CONVENCIONALES**
Consideraciones para su
desarrollo en Argentina

AGENDA ENERGÉTICA
¿Cuánto hemos avanzado?

PRECIOS Y TARIFAS
Una reflexión para entender
la problemática

MENOS PEQUEÑA Y MEDIANA, MÁS EMPRESA.

ProPymes es un programa que busca transferir los valores industriales del Grupo Techint a sus pymes clientes y proveedoras, brindándoles herramientas y recursos para que mejoren su competitividad, aprovechen las oportunidades y sorteen las dificultades que se les presenten. Desde hace 14 años que somos socios junto a nuestras pymes, comprometiéndonos de esta manera con el desarrollo de la industria nacional. Porque nuestra vocación es crecer juntos, proyectándonos hacia el futuro.



TECHINT



El compromiso de Techint
con su cadena de valor

@propymesarg

www.programapropymes.com

Staff

EDITOR

Instituto Argentino de la Energía
"General Mosconi"

DIRECTOR

Ing. Gerardo Ariel Rabinovich

COMITÉ EDITORIAL

Lic. Jorge A. Olmedo
Lic. Luis M. Rotaèche
Luciano Caratori

ÁREA ADMINISTRATIVA

Liliana Cifuentes
Franco Runco

DISEÑO

Disegnobrass
Tel.: (5411) 2103 7322
db@disegnobrass.com
www.disegnobrass.com

COMERCIALIZACIÓN

Disegnobrass
proyectoenergetico@disegnobrass.com

IMPRESIÓN

Gráfica Pinter S.A.
Diógenes Taborda 48/50 (C1437EFB)
Ciudad de Bs As. - Argentina

DIRECCIÓN IAE

Moreno 943 - 3º piso - C1091AAS
Ciudad de Bs As. - Argentina
Tel / Fax: (5411) 4334 7715 / 4334 6751
iae@iae.org.ar / www.iae.org.ar

Comisión Directiva IAE

PRESIDENTE

Ing. Jorge E. Lapeña

VICEPRESIDENTE 1º

Dr. Pedro A. Albitos

VICEPRESIDENTE 2º

Ing. Gerardo Rabinovich

SECRETARIO

Ing. Diego A. Grau

PROSECRETARIO

Sr. Luciano Caratori

TESORERO

Lic. Marcelo Di Ciano

PROTESORERO

Lic. Luis Rotaèche

VOCALES TITULARES

Dr. Enrique Mariano, Lic. Jorge Olmedo,
Ing. Jorge Forciniti, Ing. Jorge Mastrascusa,
Dr. Néstor Ortolani, Ing. Andrés Di Pelino,
Ing. Jorge Enrich Balada, Ing. Jorge Gaimaro

VOCALES SUPLENTE

Ing. Virgilio Di Pelino, Ing. Luis Flory,
Lic. Pablo Magistocchi, Ing. Alfredo Storani,
Lic. Lucio Lapeña, Lic. Vicente Pietrantonio,
Lic. Horacio La Fuente, Ing. Guillermo Malinow

REVISORES DE CUENTA TITULARES

Dr. Roberto Taccari
Dr. Francisco Gerardo

REVISORES DE CUENTA SUPLENTE

Ing. Francisco Gerardo

Proyecto Energético

04. EDITORIAL

Gerardo Rabinovich

06. HIDROCARBUROS

Gas no convencional en Argentina:
¿Podrá convertirse en un factor
de cambio estructural?

Roberto Brandt y Ieda Gomes

10. HIDROCARBUROS

"Ahora hay un cambio de paradigma, y creo
que será para bien de todos"

Daniel Kokogian

12. HIDROCARBUROS

Vaca Muerta muestra signos de vida

Jason Fargo



16. HIDROCARBUROS

Consideraciones sobre el desarrollo de
la producción de "Shale Gas" en Argentina

Diego Guichón

19. HIDROCARBUROS

Tecpetrol se lanza al desarrollo de Vaca Muerta

Tecpetrol

22. PRECIOS Y TARIFAS

Una reflexión sobre la fijación del Precio y
las Tarifas del Gas Natural en Argentina

Alejandro Einstoss

26. OPINIÓN

Monitorear una
agenda energética hasta 2019

Jorge Lapeña

29. SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA

Gestionar la energía en la Argentina de hoy

Mercedes Suárez

31. INSTITUCIONALES

Curso 2017

Sistemas de Gestión de la Energía

Según la Norma ISO 50001

NÚMERO 109 - Mayo - 2017

ISSN 0326-7024

Es propiedad del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi".

Expediente N° 5329554

Distribución en el ámbito de América Latina, Estados Unidos y Europa.

Foto de tapa: Yacimiento Fortin de Piedra, Vaca Muerta. **TECPETROL**

ING. GERARDO RABINOVICH / DIRECTOR

Ya se están cumpliendo los primeros dieciocho meses de la gestión del actual Gobierno y aparecen claramente lineamientos implícitos de la política energética que está llevando adelante la actual administración, a partir de un claro diagnóstico de la crisis heredada y del rumbo de corto plazo que debía tomar para comenzar a superarla, diagnóstico compartido por nuestro Instituto en sus documentos y declaraciones institucionales al respecto.

En ese aspecto, las convocatorias a las audiencias públicas para comenzar a normalizar la situación económica sectorial, tratando de ir disminuyendo la distancia entre los costos de producción/importación de energía y los precios que pagan los consumidores, han sido un paso muy complicado que se está superando con muchas dificultades, aunque se camina en la dirección correcta. Las Revisiones Tarifarias Integrales de las empresas de servicios públicos de transporte y distribución de electricidad y gas natural se encuentran prácticamente concluidas, definiendo un escenario de gradualismo aceptado por la sociedad y exigido por la justicia, luego del fallo de la Corte Suprema por las tarifas de gas natural y de fallos de distintos tribunales.

Otro aspecto relevante de estos últimos tiempos, lo constituye la firma del Acuerdo Federal Energético entre la Nación y casi todas las provincias del país, construido sobre la base de los lineamientos de política energética que había sido redactado por el grupo de ex secretarios de Energía y firmado por casi todos los candidatos a presidente en las elecciones de 2015, con la única excepción del candidato a presidente del Frente para la Victoria. El presidente Macri y los gobernadores con la firma de este pacto han reafirmado esos lineamientos y de esta forma ratificado en gran medida el compromiso asumido antes de las elecciones.

Sin embargo, la tarea es ardua y muchos aspectos quedan pendientes para poder recuperar al sector energético de su decadencia y proyectarlo al futuro. Los tiempos no son tan generosos con los gobernantes y lo que no se resuelva rápidamente podrá alimentar carencias que desencadenen nuevas situaciones críticas en el sector.

Decía al principio que algunos lineamientos implícitos de política energética en el largo plazo se han delineado claramente en este año y medio: **a)** firme apoyo al desarrollo de los hidrocarburos no convencionales, en particular del gas natural y en especial en el mega yacimiento de Vaca Muerta, **b)** fuerte compromiso en el cumplimiento de la ley para la instalación de generación de electricidad a partir de energías renovables no convencionales (se han realizado dos licitaciones con éxito y se está esperando la tercera para fines de este año), y **c)** con menor espectacularidad desde el punto de vista de los anuncios económicos, pero con un gran despliegue transversal del gobierno. Hay un esfuerzo muy importante y profesional en estimular todas las medidas necesarias para incrementar los niveles de ahorro y eficiencia energética.

En este número nos vamos a dedicar al primer eje estratégico implícito de este gobierno, que es su política de apoyo al desarrollo de la producción de hidrocarburos no convencionales y en particular a la potencialidad en el yacimiento de Vaca Muerta. Un reciente estudio del Oxford Institute for Energy Studies nos dice que el gas no convencional presenta el potencial de ser un vector de cambio, siendo los recursos del país lo suficientemente ricos como para satisfacer la mayor parte de las necesidades del consumo interno, sin embargo a los actuales precios internacionales la viabilidad de Vaca Muerta aun debe ser probada, para recibir las fuertes inversiones que requiere su desarrollo. La productividad de sus operaciones debe aumentar considerablemente para tener una opción favorable a su competitividad.

Consciente de ello, el Gobierno ha mantenido el subsidio a la oferta de gas natural que había establecido la anterior administración, fijando un precio de 7,5 US\$/Mbtu y una escala decreciente hasta llevarlo a 6 US\$/Mbtu en 2021, solamente para el gas natural obtenido en Vaca Muerta/Cuenca Neuquina, y a partir de ese momento ver si la situación internacional y el desarrollo de la oferta local requiere tomar nuevas decisiones. Este es un contrato que ha suscripto la sociedad con la industria petrolera, aceptando por ahora pagar un fuerte costo para lograr que la producción de gas



natural se incremente y podamos sustituir gran parte de las importaciones actuales con producción local. Los consumidores pagarán, pero el otro extremo del pacto es la industria petrolera que deberá demostrar que puede cumplirlo, aumentando la producción y al mismo tiempo incrementando su productividad y eficiencia para lograr que los precios caigan y llegado el caso se generen excedente exportables que contribuyan al crecimiento de la economía. El resultado no está garantizado viendo la historia reciente.

Observadores externos nos dicen que es difícil que Vaca Muerta se transforme en un tiempo cercano en una cuenca de gran producción. Pese a que los costos han caído continúa siendo significativamente más caro perforar aquí que en el *cinturón del shale* en Texas, aunque las últimas medidas del gobierno van en la dirección correcta para contribuir a cerrar esta brecha. Expertos locales coinciden en las expectativas favorables sobre las medidas que se van tomando para incrementar la productividad, e indican que es necesario incorporar recursos humanos inteligentes que actualmente pueden estar siendo subvalorados por los altos niveles de las empresas y que podrían aportar a la mejora ya establecida en los acuerdos firmados con los sindicatos, una sustancial mejora en la implementación sería y a escala de procesos o de eficiencia productiva, con reevaluación de los proyectos de secundaria e ir al uso masivo de otros tipos de recuperaciones.

En este sentido, Tecpetrol busca consituirse en uno de los mayores actores en la producción de hidrocarburos no convencionales con un anuncio de fuertes inversiones en su area de Fortin de Piedra, en Cuenca Neuquina, con la perforación de alrededor de 150 pozos en los próximos dos años y la incorporación de seis equipos nuevos de perforación en el área. Los objetivos que tiene por delante Tecpetrol son muy ambiciosos: alcanzar un *plateau* de producción de más de 10 millones de metros cúbicos diarios en el primer trimestre de 2019. Es decir aproximadamente un 10% de la producción gasífera argentina. Si así fuera, parte del contrato con los consumidores comenzaría a cumplirse. También en este número se incorpora un análisis de las tarifas de gas natural realizado por el Lic. Alejandro Einstoss, del Observatorio Económico de nuestro Instituto, que muestra claramente cuanto y quienes deberán pagar el esfuerzo por lograr alcanzar una producción local de gas natural a la altura de los requerimientos de los próximos años.

Frente a los desafíos que a casi la mitad de la gestión se presentan, el Ing. Lapeña nos dice que es necesario actualizar la agenda energética que dio lugar, como decía al principio, al Acuerdo Federal Energético, y diseñar una nueva agenda que indique cuáles son las tareas pendientes y cuáles son los caminos que entusiasman para lograr superar definitivamente años de estancamiento y no permitir que el actual proceso de normalización y recuperación del sector se detenga por carencia de ideas y de proyectos estimulantes.



GAS NO CONVENCIONAL EN ARGENTINA: ¿PODRÁ CONVERTIRSE EN UN FACTOR DE CAMBIO ESTRUCTURAL?

En octubre de 2016, el Oxford Institute for Energy Studies publicó un trabajo realizado por el Lic. Roberto Brandt y la Dra. Ieda Gomes¹, en el cual se analiza -con un detalle y profundidad inéditos hasta el presente- el potencial del gas no convencional en la Argentina, y si la disponibilidad de este recurso se podría convertir en un factor de cambio estructural para el sector energético en nuestro país. Dada la importancia del estudio y la información que el mismo proporciona, además de recomendar su lectura completa para quienes trabajan en el análisis y planeamiento del sector energético, publicamos en esta revista un resumen de las principales conclusiones y recomendaciones de los autores.

SÍNTESIS DEL TRABAJO PUBLICADO POR OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES (OIES), REALIZADO POR ROBERTO BRANDT Y IEDA GOMES

El gas natural es la fuente de energía predominante en la Argentina, en la cual empresas locales e internacionales han invertido durante décadas. En la cuenca Neuquina, donde se encuentran los más importantes recursos no convencionales, existe una amplia infraestructura de transporte de gas y caminos para el apoyo logístico a la producción en los yacimientos.

Entre los años 2003 y 2015, las políticas del gobierno se caracterizaron por un fuerte intervencionismo y la fijación “artificial” de precios, provocando una fuerte declinación de las reservas locales de (petróleo y) gas natural, un creciente desequilibrio del balance de oferta/demanda y un sostenido incremento de la dependencia de la

importación de gas natural y combustibles líquidos. A su vez, estos desajustes se convirtieron en un “catalizador” de la necesidad de desarrollar los recursos locales de gas.

El país ha sido bendecido por una significativa dotación de recursos de gas natural no convencional. De acuerdo a estimaciones de la Agencia de Información Energética de los Estados Unidos (EIA), los recursos técnicamente recuperables de *shale gas* (gas de esquistos) se estiman en 802 Tcf, y están localizados en áreas de clase mundial, la mayor de las cuales es la formación Vaca Muerta. Argentina también cuenta con importantes recursos de *tight-sands gas* (gas de arenas compactas, comúnmente denominado *tight gas*).

(1) Unconventional Gas in Argentina: Will it become a Game Changer?, The Oxford Institute for Energy Studies, Universidad de Oxford, OIES Paper, NG 113, octubre 2016. El trabajo completo puede ser consultado en <https://www.oxfordenergy.org/publications/unconventional-gas-argentina-will-become-game-changer/>.



Una parte de estos importantes recursos no convencionales ya ha sido transformada en reservas y producción. En 2015, la producción de gas no convencional fue de 6.700 millones de m³, representando el 15,5% del total nacional. Un 73% de esta producción no convencional provino de yacimientos de *tight gas*.

Vaca Muerta tiene un enorme potencial de petróleo y gas no convencional, pero requiere de inversiones significativas y sostenidas en el tiempo. La producción de *shale* en la Argentina está en un estado de “infancia”, pese a los esfuerzos realizados por YPF y sus socios (en particular, en Loma Campana), como así también por otras compañías locales e internacionales.

Hasta hace poco tiempo atrás, Vaca Muerta fue un desarrollo principalmente petrolero, y en menor medida de gas natural. La mayor parte de los proyectos piloto y actividades de desarrollo se ha centrado en áreas donde es posible extraer líquidos. De acuerdo a información proporcionada por YPF, el desarrollo del área Loma Campana permitiría producir alrededor de 3 millones de m³/día de gas natural y 50 barriles/día de petróleo, para lo que se requeriría perforar 1.500 pozos. Para que la producción de gas no convencional alcance un desarrollo de gran escala, será necesario realizar más pilotos de *shale* e inversiones en áreas de gas seco/húmedo, adicionalmente al crecimiento ya observado en el aporte del *tight gas*.

El gas no convencional tiene el potencial para convertirse en un factor de cambio estructural en la Argentina, dado que los recursos disponibles parecen lo suficientemente vastos para satisfacer la mayor parte de las necesidades del consumo interno.

De acuerdo a una proyección de largo plazo realizada por los autores, se espera que el gas no convencional

El gas no convencional tiene el potencial para convertirse en un factor de cambio estructural en la Argentina.

contribuiría con el 63% de la producción total del país en 2030 -con alrededor de 90 millones de m³/día-, en tanto que el gas convencional continuaría declinando. Se espera que en ese mismo año Argentina seguiría importando gas natural de Bolivia y/o Gas Natural Licuado (GNL), por volúmenes equivalentes al 19% de su demanda, en un escenario tendencial, y al 12% en un escenario con desarrollo de la eficiencia energética y fuerte penetración de renovables. Este último escenario refleja los cambios de política energética introducidos a partir del año 2016.

El sustancial incremento de la producción de gas no convencional requeriría inversiones del orden de los 73 mil millones de US\$ para perforar 9.800 pozos en el período 2016/2030. A su vez, la expansión de las redes de transporte y distribución de gas requeriría una inversión adicional de 25 mil millones de US\$, de acuerdo a un estudio publicado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) en julio de 2015.

Los actuales desequilibrios estructurales de demanda/oferta de hidrocarburos en la Argentina, y la falta de opciones de importación más económicas, tornan aconsejable intensificar fuertemente la inversión en exploración y desarrollo de gas local. Cabe destacar que los bajos precios internacionales del petróleo afectan la estrategia de inversión de los productores de hidrocarburos, frenando el ritmo de desarrollo del no convencional, y en particular de los recursos de *shale*, cuyos precios de equilibrio son superiores a los precios actuales del petróleo en el

Varios actores coinciden en que, a los precios internacionales actuales del petróleo, la producción de *shale* puede no ser económicamente viable antes de 2019-2020.

mercado internacional y del gas natural / GNL importado por Argentina. Mientras que en la mayoría de los casos los costos de producción de *tight gas* son razonablemente competitivos –a valores de aprox. 4,0-5,5 US\$ / MMBtu–, los costos del *shale gas* aún plantean un desafío importante, a niveles estimados entre 5,5 y 9,0 US\$/MMBtu. Tal desafío requerirá reducciones significativas en los costos por pozo, idealmente a valores de US\$ 4-5 millones para los verticales y US\$ 6-7 millones para los horizontales hacia 2030.

Varios actores coinciden en que, a los precios internacionales actuales del petróleo, la producción de *shale* puede no ser económicamente viable antes de 2019-2020. Otras fuentes de la industria consideran que a pesar del gran número de pozos perforados en la zona, y del resultado exitoso de Loma Campana, la viabilidad de Vaca Muerta en su conjunto aún no ha sido plenamente probada.

El desarrollo del gas no convencional es de suma importancia para Argentina, con miras a contrarrestar la declinación de su producción de gas convencional y reducir su dependencia de las importaciones. Sin embargo, el precio del gas local debería tornarse más competitivo frente al gas importado de Bolivia y al GNL, lo cual no

ocurre actualmente. Los programas de desarrollo de esquierto han disminuido considerablemente en 2016, con una reducción palpable en la utilización de equipos de perforación y operarios. Los principales actores de la industria están evaluando sus opciones, a la espera del resultado de las políticas de precios y fiscales del gobierno que asumió en diciembre de 2015. Un aspecto positivo es que las principales compañías de petróleo y gas que operan en la Argentina están actualmente involucradas en proyectos no convencionales y han anunciado inversiones millonarias en proyectos piloto y futuras actividades de desarrollo. (*Nota: A principios de 2017, se pusieron en marcha importantes inversiones adicionales en Vaca Muerta, que están generando un palpable incremento de actividad en la cuenca Neuquina.*)

Si bien la infraestructura de transporte existente se considera suficiente para evacuar hasta 30 MMm³/día de inyección adicional de gas natural en la cuenca Neuquina, será necesario planificar e invertir en expansión de capacidad para anticipar el momento en el que la producción no convencional alcance dicho umbral.

El proceso de investigación para la preparación de este estudio incluyó entrevistas con -y/o cuestionarios completados por- representantes de organismos gubernamentales, empresas de petróleo y gas, asociaciones profesionales y ONG, y consultas a expertos.

Al ser consultadas sobre el **potencial de Argentina para convertirse en un importante productor de hidrocarburos en los próximos 5-10 años**, dichas fuentes identificaron tanto factores favorables como desafíos a superar. Coincidieron en que para el desarrollo de petróleo

GRÁFICO 1



Fuente: Ieda Gomes / Roberto Brandt, OIES.

y gas no convencional en gran escala, Argentina tiene un punto de partida relativamente favorable “por debajo de la superficie” (gracias a su geología), y que los desafíos más importantes se enfrentan “sobre la superficie”.

Los **factores favorables** incluyen: potencial geológico / áreas de clase mundial/ calidad de la “roca madre”; geografía / topografía plana (terrenos llanos) / baja densidad de población en las zonas operativas/ papel predominante del gas en el balance energético / significativa demanda potencial insatisfecha / importantes desequilibrios de demanda vs. oferta, que requieren de producción incremental/ vasta trayectoria y experiencia de la industria local de petróleo y gas / presencia de los principales operadores y empresas de servicios internacionales / profesionales y operarios capacitados / apertura hacia, y vocación de absorber y desarrollar, nuevas tecnologías; infraestructura disponible / capacidad ociosa en el sistema de transporte de gas / disponibilidad de agua / nuevo ambiente de negocios y precios locales de gas remunerativos.

Los **desafíos**, que se exhiben en el **Gráfico 1**, se clasificaron en siete categorías genéricas y se subdividieron en dos grandes grupos.

El primer grupo (resaltado en amarillo sobre el mencionado gráfico) refleja desafíos del tipo “pasa/no pasa”, e incluye la evolución de los precios en los mercados internacionales de petróleo y gas; las políticas energéticas y ambientales; las restricciones ambientales y la aceptación social de estos desarrollos; y las condiciones de productividad y costos de la industria.

El segundo grupo de desafíos (resaltado en azul) refleja

Los principales actores de la industria están evaluando sus opciones, a la espera del resultado de las políticas de precios y fiscales del gobierno que asumió en diciembre de 2015.

factores condicionantes que pueden fomentar o desalentar el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales, aún en presencia de una geología favorable, y abarca la disponibilidad y gestión de agua; la evolución de la tecnología y disponibilidad de recursos humanos capacitados; y la disponibilidad de infraestructura de superficie y el desarrollo de una plataforma industrial local.

Cabe destacar que la revolución del *shale gas* en los Estados Unidos estuvo basada en seis “pilares” fundamentales: un régimen fiscal favorable, el conocimiento detallado del subsuelo, la inversión en investigación y tecnología, una gama completa de actores, apoyo político y aceptación pública.

Al evaluar estos “pilares” para el contexto argentino, se puede concluir que el punto de partida es más débil que en los EE.UU. para los cuatro primeros, y relativamente robusto en el caso de los dos últimos.

Como conclusión general, el gas no convencional tiene el potencial para convertirse en un impulsor de cambio estructural del sector energético en la Argentina, pero su desarrollo a gran escala dependerá de una favorable combinación de los principales factores clave arriba mencionados.

CONFEDERACION DE ENTIDADES DEL COMERCIO DE HIDROCARBUROS Y AFINES DE LA REPUBLICA ARGENTINA



Integrante de C.L.A.E.C.
Comisión Latinoamericana de
Empresarios de Combustibles

A.M.E.N.A.
Asociación Mendocina de
Expendedores de Naftas y Afines

C.A.P.E.G.A.
Cámara de Comerciantes y Derivados
del Petróleo, Garajes y Afines

C.E.C.A.E.R.
Camara de Estaciones de
Combustibles y Anexos de Entre Rios

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

C.E.C. NEUQUEN Y RIO NEGRO
Cámara de Expendedores de
Combustibles de Neuquén y Río Negro

C.E.C.A. SAN JUAN
Cámara de Expendedores
de Combustibles y Afines

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

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

C.E.GNC
Cámara de Expendedores de GNC

C.E.P.A.S.E.
Cámara de Expendedores de
sub-Productos del Petróleo y
Anexos de la Provincia de
Santiago del Estero

C.E.S.COR
Cámara de Estaciones de
Servicio y Empresarios de
Combustibles de Corrientes

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

F.A.E.N.I.
Federación Argentina de
Expendedores de Nafta
del Interior

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

C.E.C.H.A. 4342-4804 / 4342-9394 | Av. Mayo 633 2º / 12º Capital Federal (1084) | cecha@cecha.org.ar

“Ahora hay un cambio de paradigma, y creo que será para bien de todos”

¿Dónde estamos y hacia dónde vamos en la explotación de hidrocarburos no convencionales en Argentina? Una entrevista a Daniel Kokogian, una de las voces más autorizadas en el tema.



DANIEL KOKOGIAN

Consultor - Ex Presidente de la Comisión de Exploración del IAPG.

1. ¿Cuáles son las perspectivas de producción de petróleo y gas natural en la Argentina en la próxima década, y cual es el aporte que Vaca Muerta puede hacer en este aspecto? ¿Pensás que es necesario lanzar un programa exploratorio agresivo en áreas convencionales y en particular en el *off-shore*?

Son varias preguntas en una. Vayamos por partes: mi expectativa es que mantendremos los niveles de producción de petróleo y aumentaremos la producción de gas. Esta expectativa se basa en las siguientes asunciones: una vez “atado” el precio del petróleo al internacional, no parecerían existir posibilidades de un aumento drástico del precio, digamos por arriba de los 65-70 dólares, habida cuenta que en esos valores el *shale* de USA será francamente competitivo, y también el no convencional nuestro; pero eso mitigaría las posibilidades de un “boom” del precio al que lo estimo en el orden de 50-60 dólares en los próximos 3 años si es que no ocurre algo que cambie el tablero global.

Por otro lado, el gas estará “despegado” del mercado internacional al menos en los próximos 5 años. Espero que el incentivo de los precios que comenzó con el no convencional en Neuquén, se extienda a otras cuencas y al convencional.

Vaca Muerta y otras *shale* de nuestra cuencas son mejores, iguales o peores que otros *shales* de USA. La gran diferencia entre ambos ambientes no es geológica, no es de subsuelo, es de superficie.

El aporte de Vaca Muerta, que concretamente es el *shale*, no incluye el *tight*, que es otra cosa, quizás llegue a un 10% del gas consumido en nuestro país, en los próximos 3 a 5 años. Estos volúmenes deberían venir de los proyectos ya en etapa de desarrollo o cercano a entrar en ella. Puesto en volumen: de 10 a 15 millones de m³ diarios. El doble de esos volúmenes pueden venir de proyectos de *tight* y convencional en todas las cuencas productivas.

Con excepción de la cuenca Austral, no visualizo la posibilidad de una exploración agresiva para convencionales. En Austral si, y el potencial es altísimo para gas.

El *off-shore* “comenzó a moverse”; es imprescindible hacerlo, pero hemos perdido una magnífica “ventana

de oportunidad” cuando el petróleo estaba arriba de 100 dólares el barril y nosotros bloqueamos toda posibilidad de explorar poniendo todo bajo la ineficiencia patética de ENARSA. Hay allí una responsabilidad política inconmensurable y que suele quedar siempre, históricamente, en la impunidad.

2. ¿Cuáles son, a tu criterio, los niveles de productividad que permitirían lanzar la etapa de desarrollo masivo de los proyectos de producción de hidrocarburos no convencionales en la Argentina? ¿Cómo se compara geológicamente Vaca Muerta con los proyectos no convencionales en Estados Unidos?

Comencemos por la segunda parte de la pregunta. La geología no considera límites geográficos o políticos. Vaca Muerta y otras *shale* de nuestras cuencas son mejores, iguales o peores que otros *shales* de USA. La gran diferencia entre ambos ambientes no es geológica, no es de subsuelo, es de superficie. La diferencia es que arriba de los *shales* de USA está USA, y arriba de Vaca Muerta está Argentina, con todo lo que eso significa en condiciones legales, políticas, económicas, de acceso al financiamiento, competitividad, competencia, *leading edge* tecnológico, y un largo etcétera.

En los últimos dos años, una vez que cambiamos el paradigma de la perforación masiva de pozos verticales por la perforación selectiva de pozos horizontales, ocurrió algo notable, la producción aumentó con menos pozos. Aumentó dramáticamente la productividad y *on top of that* bajaron dramáticamente los costos de perforación y terminación. ¿Consecuencia? Varios proyectos del *shale* comienzan a ser económicos. Es variable, los hay más de gas que de petróleo actualmente, pero todos se acercaron a ser económicamente viables. El potencial para los próximos 3-5 años, lo exprese en la respuesta anterior.

3. ¿Pensás que los acuerdos de productividad entre el gobierno, los gremios y las empresas petroleras pueden ser un aporte positivo para el desarrollo de Vaca Muerta? ¿Qué otras acciones se requieren para asegurar un plan de desarrollo sostenible en el largo plazo?

Si, son positivos. También diría que tienen además un valor “simbólico” adicional al económico propiamente

Una vez que cambiamos el paradigma de la perforación masiva de pozos verticales por la perforación selectiva de pozos horizontales, ocurrió algo notable, la producción aumentó con menos pozos.

te dicho. Y ese valor es que por primera vez en décadas **todos** los actores involucrados consideran que hay que consensuar cómo seguir.

No hay más lugar para “tirones” sectoriales. Los Sindicatos cumplen con su función cuando tratan de conseguir las mejores condiciones laborales y los mejores salarios. Salen de sus funciones específicas cuando a través de supuestas o concretas medidas a favor de sus afiliados dañan irremediablemente la viabilidad operativa de un yacimiento. Eso ocurrió, y disparó notablemente los costos operativos, que no pueden ser soportados por yacimientos maduros. Sin embargo, seríamos injustos si no aceptáramos que esa actitud de los Sindicatos fue abonada por la ineficiencia o ausencia lisa y llana de una Cámara de Empresas que contrapesara las negociaciones.

Ahora hay un cambio de paradigma, y creo que será para bien de todos.

De cualquier modo, no deberíamos esperar que esta transición y la aplicación de los acuerdos se implementen inmediatamente sin “idas y vueltas”, pero lo importante es mantener el rumbo, con firmeza.

Los acuerdos con los sindicatos son parte de las modificaciones imprescindibles. La otra parte, sustancial en la bajada de OPEX, es la implementación seria y a escala de procesos o de eficiencia productiva, con reevaluación de los proyectos de secundaria e ir al uso masivo de otros tipos de recuperaciones. En ese campo, de la eficiencia de productividad y aumento del RF de todos y cada uno de los yacimientos en producción, hay millones de barriles de petróleo que requieren mucha más inversión de “cerebro” que de *cash*. Es una asignatura pendiente en gran parte de los yacimientos de Argentina y creo totalmente subvalorada o incluso “invisible” a la toma de decisiones de alta gerencia del *upstream*.

VACA MUERTA MUESTRA SIGNOS DE VIDA

Vaca Muerta, la gran promesa geológica para el upstream argentino, bajo la lupa de Jason Fargo, del Energy Intelligence Group.



JASON FARGO

Experto en energía y jefe del equipo de América Latina de la editorial Energy Intelligence, en Nueva York.

Luego de esperar varios años parece que finalmente Argentina comenzó a ver significativos síntomas de inversiones en su mega yacimiento de *shale* de Vaca Muerta. Una oleada de nuevos compromisos financieros por parte de compañías locales y extranjeras hicieron crecer las expectativas del Presidente Mauricio Macri, que está luchando por incrementar la producción doméstica de hidrocarburos y crear nuevos trabajos antes de las elecciones legislativas del próximo mes de octubre.

Durante muchos años, las compañías internacionales petroleras (IOC) vieron a Vaca Muerta como el más prometedor yacimiento de *shale* fuera de los Estados Unidos. La Administración de Información Energética (EIA) de los Estados Unidos estima los recursos técnicamente recuperables en Vaca Muerta en alrededor de 300 Tcf¹ de pies cúbicos de gas natural (8,5 Gm³, que representan casi 25 veces las reservas probadas actuales del país) y 16 mil millones de barriles de petróleo (contra reservas probadas de 2,4 mil millones de barriles a fines de 2014).

Adicionalmente, estos recursos están localizados convenientemente en una región que ha producido petróleo y gas natural durante décadas y dispone de una importante infraestructura para el tratamiento y captación de la pro-

ducción. Hasta ahora las inversiones de las IOC en Vaca Muerta han sido muy limitadas, habida cuenta la reciente historia económica y política del país, que ha amortiguado el entusiasmo de los inversores por estas oportunidades. La caída del precio del petróleo desde 2014 tampoco ayudó a impulsar las inversiones.

La empresa YPF, bajo control mayoritario estatal, en posición dominante sobre esta formación geológica, informó la producción de 62.300 barriles equivalentes de petróleo por día procedente del *shale* en el último trimestre del año pasado. Actualmente sólo hay dos proyectos en desarrollo en esta área, el *joint-venture* entre YPF y Chevron en Loma Campna y la asociación entre YPF y la empresa americana Dow Chemical en el bloque de El Orejano.

Pero hay señales de que las condiciones están cambiando a favor de Vaca Muerta. El reciente incremento de los precios del petróleo, combinado con la sed de las compañías por acceder a nuevos recursos luego de dos años de retracción, parece impulsar a las IOC a sumergirse en este desafío. A principios de año, el Director Ejecutivo de YPF, Ricardo Darré, comunicó a los analistas que su compañía espera lanzar 10 nuevos proyectos pilotos en 2017, varios de ellos asociados a firmas extranjeras. Darré dijo que YPF

(1) Trillones de pies cúbicos.

detectó en estos últimos meses un “incremento substancial” del interés de las IOC en Vaca Muerta.

En febrero, Royal Dutch Shell firmó un acuerdo preliminar para invertir US\$ 300 millones en los próximos dos años junto con YPF, en un piloto en el bloque Bajada de Añelo. El mes siguiente, el gigante de los servicios petroleros, Schlumberger, acordó asociarse con YPF en un proyecto piloto de US\$ 390 millones en el bloque Bandurria Sur. Mientras tanto, la empresa francesa Total decidió el mes pasado el lanzamiento de la primera fase de desarrollo en su concesión de Aguada Pichana, incrementando al mismo tiempo su participación en este proyecto desde el 27,27% al 41%. El CEO de Total, Patrick de la Chevardière, anunció que la compañía francesa y sus socios, incluyendo a YPF, Pan American Energy (PAE) y la alemana Wintershall, invertirán alrededor de US\$ 500 millones en este proyecto en los próximos cuatro años.

Sin embargo, los mayores planes anunciados hasta el momento provienen de la petrolera local Tecpetrol, del grupo Techint, que anunció en marzo pasado que invertirá US\$ 2,3 mil millones hasta 2019 para desarrollar el área Fortín de Piedra. Los planes anunciados por Tecpetrol implican la perforación de 150 pozos, y la inversión adicional de US\$ 700 millones en infraestructura, incluyendo gasoductos e instalaciones de procesamiento.

Gran parte del nuevo foco puesto en Vaca Muerta refleja el compromiso del gobierno argentino en mantener los incentivos de precios. En marzo, el gobierno lanzó el denominado “Plan Gas”, que es un programa que consiste en pagar a los productores 7,50 US\$/Mbtu por la nueva producción procedente del *shale* hasta fines de 2018. Este incentivo es la piedra angular del paquete de Vaca Muerta que Macri anunció en enero, con el objetivo de incrementar la producción local de gas natural y reducir el impacto de la importaciones de GNL. El nuevo programa, que

El reciente incremento de los precios del petróleo, combinado con la sed de las compañías por acceder a nuevos recursos luego de dos años de retracción, parece impulsar a las IOC a sumergirse en este desafío.

extiende un incentivo similar que terminaba a fines de este año, se prolongará durante los próximos cinco años, aunque el precio luego de 2018 irá declinando a razón de 50 centavos de US\$ por año hasta alcanzar los 6 US\$/MMbtu en 2021, fecha a partir de la cual se estima que la competencia entre distintas fuentes de abastecimiento fijarán el precio del mercado

El nuevo programa de incentivos se suma a otras medidas que Macri está tomando para atraer inversiones desde que asumió en diciembre 2015. El presidente viene trabajando para dismantelar el legado de su predecesora, Cristina Fernández de Kirchner, quien durante los ocho años que estuvo en el poder incrementó el control estatal sobre la economía enfrentándose en muchas ocasiones al sector privado. Bajo el gobierno de Macri, Argentina eliminó los controles de cambio, que dificultaban la importación necesaria de equipos por parte de las empresas petroleras y prohibía la remisión de dividendos al exterior. Resolvió además una disputa con los acreedores remanentes desde el *default* soberano del 2001, permitiendo al país regresar a los mercados financieros internacionales mediante la emisión de bonos y la búsqueda de préstamos a bajo costo por parte de los empresarios locales. También comenzó a incrementar los precios al consumidor de gas y electricidad, que durante la gestión anterior se mantuvieron artificialmente bajos durante muchos años.



www.tgs.com.ar

CALIDAD EFICIENCIA SOLIDEZ
EN NUESTROS SERVICIOS

 Operamos el Sistema de Gasoductos más extenso de la Argentina.

TRANSPORTAMOS CALIDAD DE VIDA





El Plan Gas es la piedra angular del paquete de Vaca Muerta que Macri anunció en enero, con el objetivo de incrementar la producción local de gas natural y reducir el impacto de la importaciones de GNL.

En un nivel micro, el programa de incentivos de Vaca Muerta anunciado en enero pasado requiere la construcción de mayor infraestructura, en particular logística y transporte, en la región de la cuenca neuquina. El gobernador de la provincia del Neuquén, donde se encuentra la mayor parte del yacimiento de Vaca Muerta, apoya el plan con la promesa de no incrementar los impuestos locales sobre la producción petrolera, y luego de meses de negociaciones entre el gobierno nacional, los productores y los principales sindicatos de trabajadores petroleros se llegó a un acuerdo para modificar los convenios colectivos de trabajo buscando reducir costos e incrementar la productividad en el yacimiento.

Algunos detalles de las nuevas medidas todavía no están muy claros. Pese a ello, y aun sin los mismos, de acuerdo a YPF los costos de producción en Vaca Muerta se vienen reduciendo en forma constante en los últimos años hasta el punto que muchos proyectos son actualmente más o menos rentables. En su informe de marzo a los analistas del mercado financiero, la compañía manifestó que el precio de corte en Vaca Muerta ha caído por debajo de

los US\$ 40 por barril, con una tasa interna de retorno del 13% (IRR). El factor que se esconde detrás de estos números es la caída ostensible del costo de perforación de un pozo de *shale* en los últimos años. En el último trimestre del año pasado YPF mantuvo un costo por pozo de aproximadamente US\$ 8,2 millones; comparado con el promedio de 2015 que alcanzó los US\$ 13,6 millones por un pozo similar. El costo declina notablemente, aunque el número de etapas de fractura por pozo se incrementa, actualmente el promedio es de aproximadamente 17 etapas por fractura contra sería 15,6 e incluso 8,8 en 2013.

Pese a todo, es difícil que Vaca Muerta se transforme en un tiempo cercano en la próxima Cuenca Pérmica (Permian Basin). Pese a que los costos del *shale* en Argentina han caído, continúa siendo significativamente más caro perforar aquí que en el cinturón del *shale* en Texas. Jack Williams, vicepresidente senior de Exxon Mobil, indicó en una reciente audiencia en Nueva York, a principios de marzo, que los costos de perforación en Vaca Muerta continúan siendo el doble que en Estados Unidos, aunque sugirió que las últimas medidas del gobierno van en la dirección correcta para contribuir a cerrar esta brecha. Actualmente Exxon tiene una confortable posición en Vaca Muerta: hace poco menos de un año atrás anunció un proyecto piloto con una inversión de US\$ 200 millones en los bloques de Bajo El Choique y La Invernada. Pese a que Williams sugirió que Exxon no incrementaría todavía sus desarrollos en esta área, indicó que el *shale* en Argentina continúa siendo muy atractivo en el largo plazo. “La roca es tan buena como en cualquiera de los *plays* en los Estados Unidos contiguos”, dijo, y agregó que “Vaca Muerta es una gran promesa hacia el futuro”.

Nuestra visión de futuro.



Desarrollamos soluciones energéticas sustentables. Usamos tecnologías de última generación. Somos Genneia.

Genneia
La vida es energía

www.genneia.com.ar

CONSIDERACIONES SOBRE EL DESARROLLO DE LA PRODUCCIÓN DE “SHALE GAS” EN ARGENTINA

¿Qué diferenció al boom de los hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos de su tardío y aún incipiente desarrollo en Argentina? Políticas e información para acelerar la actividad.



DIEGO GUICHÓN

Docente e Investigador Maestría en Gestión de la Energía - Universidad Nacional de Lanús.

Es bien sabido que la producción Argentina de gas natural comenzó a declinar en términos absolutos a partir del año 2005, luego del pico alcanzado en el 2004 con 52,38 miles de Mm³, y antes de eso comenzó a declinar la capacidad de producción de pico, particularmente por la brusca declinación del único mega yacimiento de gas del país, Loma la Lata en el año 2004. EE.UU. sufrió un proceso similar, particularmente porque la declinación en la producción off shore en el Golfo de México resultó mucho más vertiginosa de lo previsto, y se esperaba una creciente demanda, fundamentalmente del nuevo parque de generación térmica de ciclos combinados.

En EE.UU, en este contexto comenzó a manifestarse el crecimiento vertiginoso de la producción de *shale gas* a partir del año 2006. En Argentina, al 2017 esto aún no ha ocurrido, aunque existen grandes expectativas inicialmente en cuenca neuquina, a partir de la formación de Vaca Muerta, y en un plazo mayor en otras formaciones y cuencas.

La rapidez con que se dio el crecimiento de producción

Debería descartarse la existencia de condiciones del subsuelo más desfavorables en la Argentina que en Estados Unidos.

de *shale gas* en USA, contrasta con el ritmo que ha tenido hasta ahora este mismo tipo de producción en Argentina. Una pregunta válida es entonces qué factores explican esta diferencia temporal en el desempeño.

En primer lugar, debería descartarse la existencia de condiciones del subsuelo más desfavorables en la Argentina que en USA. Si bien cada roca madre es diferente, los estudios comparativos que se han realizado indican que, al menos en relación a Vaca Muerta, su potencialidad como productora de *shale gas* y *shale oil* no es inferior al de ciertas explotaciones en USA. De manera que hay que observar las condiciones que se dan en la superficie.

Se trata, sin duda, de un fenómeno complejo, en el cual

concurrer múltiples causas, pero nos parece interesante tratar de identificar uno de los mecanismos, que a nuestro juicio contribuyó a este desempeño diferente entre la industria de USA, y la local.

a) En USA existe desde 1879 el USGS, que ha estudiado en forma continua los recursos de dicho país, incluyendo todo tipo de hidrocarburos. A partir de las crisis de escasez de gas que sufrió dicho país, y de la crisis del petróleo en la década del setenta se intensificó el estudio de los recursos no convencionales.

En la Argentina, luego de separarse el tratamiento de los hidrocarburos del resto de los minerales, los estudios geológicos quedaron a cargo de la entonces empresa estatal, Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.E., en particular su gerencia de Minería y Geología. Luego de la privatización de dicha empresa, no se constituyó en su remplazo un servicio geológico orientado a estudiar los hidrocarburos del país.

b) En USA existieron a partir de la década del setenta diversas políticas públicas orientadas a brindar una mayor seguridad energética al país, incluyendo políticas para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales.

En Argentina no existieron políticas orientadas hacia el desarrollo de recursos no convencionales hasta el año 2008, en que comenzaron los regímenes de precios diferenciados denominados Gas Plus.

Por ejemplo en 1976 se fundó el Gas Research Institute, dependiente de la Federal Power Commission, que trabajó en conjunto con el sector privado para el desarrollo de nuevas tecnologías, entre ellas las vinculadas a perforación dirigida y horizontal, y a las técnicas de fracturación hidráulica. Asimismo, además de un corto periodo en que se pagaron precios diferenciales por el gas no convencional, diversas normas emitidas en 1978 dieron lugar a incentivos fiscales importantes a este tipo de producción.

En Argentina no existieron políticas orientadas hacia el desarrollo de recursos no convencionales hasta el año 2008, en que comenzaron los regímenes de precios diferenciados denominados Gas Plus, orientados más

WÄRTSILÄ

Soluciones multi-combustible y LNG.

CENTRALES DE CICLO COMBINADO FLEXICYCLE

QUISQUEYA I & II REPUBLICA DOMINICANA

Cliente	IPP + industry
Tipo	Flexicycle 50DF multi-fuel power plant
Modo de operación	Flexible baseload
Genset	12 + 12 x Wärtsilä 18V50DF
Potencia	430 MW
Combustible	Natural gas & LFO
Ámbito	EPC
(Ingeniería, suministro y construcción)	
Entregada	2013

EFICIENCIA ENERGÉTICA

SMART POWER GENERATION

FLEXIBILIDAD DE COMBUSTIBLE

FLEXIBILIDAD OPERATIVA

wartsila.com/energy

Wärtsilä Argentina S.A. - Tronador 963, C.A.B.A. - Tel: 4555-1331 - info.argentina@wartsila.com



Haber contado con un servicio geológico orientado hacia los hidrocarburos, habría permitido anticipar con fundamento las posibilidades de reponer reservas de gas natural convencional.

hacia la nueva producción en general que hacia la producción no convencional en particular.

- c) En USA, la migración hacia la producción masiva de gas no convencional con técnicas de fracturación hidráulica se produjo ya en la década de los noventa. Antes del *boom* del *shale*, hacia el año 2005, el 44% de la producción de gas natural de dicho país, -prácticamente 8 tcf-, era de tipo no convencional, en particular *tight gas* y gas de lecho de carbón. El *tight gas* en particular representaba en 1990, aproximadamente un 12% de la producción local total y en el año 2006 más de un 30%.

En la Argentina, si bien ha existido desde bastantes años atrás alguna producción de *tight gas*, particularmente en la cuenca Neuquina, la misma fue poco significativa antes del programa Gas Plus. Actualmente si se observa una mayor incidencia de este tipo de hidrocarburos, que representó el 17,5% de la oferta interna actual, frente a un 3,5 % del *shale gas*.

A partir de lo expuesto, a nuestro juicio existe una secuencia de hechos que debe tenerse en cuenta. No se trata de una explicación total sino parcial de lo ocurrido, dado que sin duda otros factores también han contribuido a este desempeño.

Haber contado con un servicio geológico orientado hacia los hidrocarburos, habría permitido anticipar con fundamento las posibilidades de reponer reservas de gas natural convencional, y la conveniencia de instrumentar en forma oportuna instituciones y políticas de estímulo al desarrollo de los recursos no convencionales. Esto, a nuestro juicio, habría incidido en un desarrollo más temprano de la producción de *tight gas*, con una menor necesidad de recurrir a importaciones y un mayor desarrollo de la industria de servicios orientada a este tipo de producción. A su vez, este desarrollo temprano del *tight gas* en Argentina habría contribuido al desarrollo de la industria local, y permitido un desarrollo más rápido de la producción de *shale gas* en nuestro país.

Cabe aclarar que un servicio geológico es aquel que estudia unidades mayores que las de un permiso o concesión, incluyendo formaciones, *play*, sistemas petroleros y cuencas sedimentarias. Al hacerlo, integra en sus análisis todos los datos obtenidos de las explotaciones comerciales, combinándolos con estudios académicos, y análisis propios. En este marco, uno de sus aportes puede ser estimar los resultados que ha tenido el esfuerzo exploratorio pasado, sobre cada una de estas unidades, y proyectar al menos en forma aproximada los resultados futuros. Una institución de este tipo, podría realizar estimaciones de los recursos existentes de *shale gas* y *shale oil*, con un mayor nivel de desagregación que las estimaciones actuales, e incorporar también otras estimaciones tales como los recursos de *tight gas* en Argentina, actualmente tan importantes para la oferta interna de gas natural.

Reiteramos que las circunstancias mencionadas no son las únicas que han tenido influencia, pero consideramos que es un mecanismo que hay que tener en cuenta para el futuro.

TECPETROL SE LANZA AL DESARROLLO DE VACA MUERTA

Una mirada a los planes de Tecpetrol, responsable del mayor anuncio de inversión a la fecha en hidrocarburos no convencionales.

El 23 de marzo Tecpetrol anunció una inversión de US\$ 2.300 millones hasta el año 2019 en Fortín de Piedra, un área de 243 km² ubicada en la provincia de Neuquén, en la que tiene el 100% de la concesión.

El plan incluye 150 pozos (hasta 2019), con tres equipos de perforación en mayo de 2017, número que asciende a cinco en agosto del mismo año, y a seis en marzo de 2018.

En el último tiempo se crearon las condiciones que tornaron viable esta inversión: **la autorización de la “concesión de explotación de recursos no convencionales”** de Fortín de Piedra otorgada por la Provincia de Neuquén en julio de 2016; el **Acuerdo para la Mejora de la Productividad de Vaca Muerta** (consensuado entre trabajadores petroleros, empresarios y Gobierno) en febrero de 2017; y **la definición de un marco regulatorio con un sendero de precios** para el gas producido por yacimientos no convencionales (resolución 46-E del Ministerio de Energía) para la Cuenca Neuquina de marzo de 2017.

Desde Tecpetrol se cree que Vaca Muerta tiene el potencial de cambiar la historia de la energía en la Argentina. “Venimos trabajando en la ventana del gas y del gas húmedo, invirtiendo en exploraciones para evaluar con qué recursos contamos y cómo ponerlos en valor”,

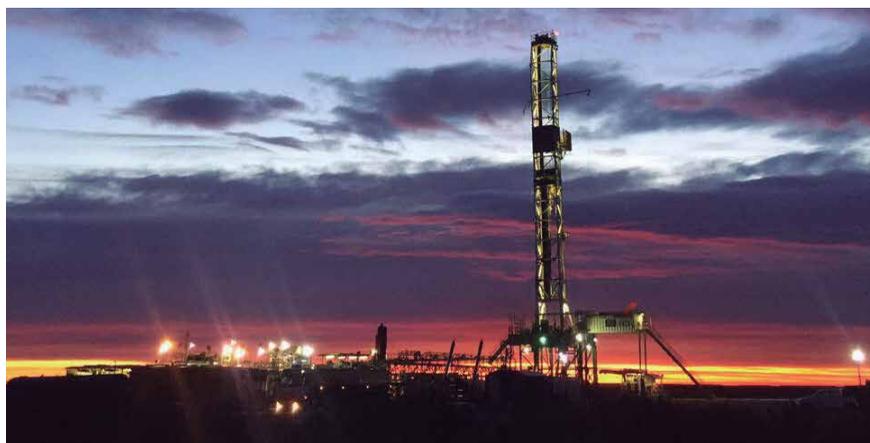
asegura Carlos Ormachea, presidente y CEO de la empresa.

El foco de la compañía dentro de la formación no convencional inicialmente está puesto en Fortín de Piedra, el área más estudiada hasta el momento y la más cercana a la infraestructura existente. El yacimiento tiene 10 pozos perforados hasta la fecha (7 en la formación Vaca Muerta) con una inversión acumulada de US\$ 150 millones. En el último año se perforaron 5 pozos horizontales, estando en curso las obras de conexión para incorporar la producción estimada de 1,5 millones de m³/d en los próximos meses.

Los objetivos que tiene por delante Tecpetrol son muy ambiciosos: alcanzar un *plateau* de producción de más de 10 millones de metros cúbicos diarios en el primer trimestre de 2019. Es decir aproximadamente un 10% de la producción gasífera argentina. El impacto en la oferta nacional será notable. El país hoy presenta una matriz energética deficitaria y está importando grandes cantidades de gas natural desde Bolivia y de gas natural licuado (GNL) por barcos. Con este desarrollo, Tecpetrol contribuiría con la paulatina recuperación del autoabastecimiento energético perdido.

El emprendimiento también representa una significativa oportunidad laboral, ya que cuando esté a régimen, se habrán

Los objetivos que tiene por delante Tecpetrol son muy ambiciosos: alcanzar un *plateau* de producción de más de 10 millones de metros cúbicos diarios en el primer trimestre de 2019.





creado unos 1.000 puestos de trabajo directos (incluyendo personal propio y de contratistas), a los que se sumarían aproximadamente el triple de trabajos indirectos asociados. Adicionalmente, implicará una gran inversión en materia de infraestructura, lo que a su vez generará nuevos puestos de empleo vinculados con la construcción.

La cadena de valor del gas tiene una altísima integración local -un megawatt (MW) generado por un ciclo combinado con gas de Vaca Muerta presenta casi un 70% de contenido local-.

Creemos que Vaca Muerta se erigirá como una opción muy atractiva para suplir el déficit de energía primaria y combustibles que se observa en el Cono Sur (no sólo en la Argentina, sino también en países como Chile, Uruguay y Brasil). Si tenemos éxito en el desarrollo de estos recursos de clase mundial, contaremos con una fuente energética abundante y

competitiva para los consumidores residenciales e industriales de la región.

El desarrollo masivo de Vaca Muerta puede, sin dudas, impulsar el crecimiento a mediano y largo plazo. Tiene la capacidad de congregarse una masa crítica de inversiones que no se avizora en otras actividades. En un escenario de desarrollo masivo de los recursos, puede pensarse en inversiones anuales de unos US\$ 10.000 millones por varios años (sin sumar las obras de infraestructura necesarias); es decir, el equivalente a un 2% del Producto Bruto Interno (PBI).

En este sentido será fundamental el esfuerzo conjunto de los gobiernos nacional y provincial, sindicatos, compañías de servicio, y público en general para que con Vaca Muerta, Argentina le muestre al mundo que puede trabajar eficientemente y generar proyectos rentables y sostenibles en el tiempo.

En megawatt (MW) generado por un ciclo combinado con gas de Vaca Muerta presenta casi un 70% de contenido local.

Tabla 1: Participación de empresas en Vaca Muerta (M acres)

RANK	EMPRESA	VENTANA [M acres]*							PARTICIPACIÓN EN ÁREAS
		TOTAL	DRY GAS	RANK	WET GAS	RANK	OIL	RANK	
1	YPF	1.624	293	1	187	1	1.144	1	34
2	EXXON MÓBIL	330	170	3	66	4	94	6	8
3	PLUSPETROL	305	116	5	78	3	111	4	11
4	TOTAL	295	151	4	51	5	93	7	11
5	PAMPA	210	178	2	11	9	21	15	7
6	WINTERSHALL	204	112	6	4	12	88	8	5
7	TECPETROL**	190	76	8	88	2	27	12	7
8	SHELL	189	2	12	43	6	144	2	7
9	G&P	182	91	7	29	7	62	9	30
10	CHEVRON	164	0	13	24	8	140	3	5
11	PAE	154	40	9	7	10	107	5	4
	OTRAS	206	10		6		190		
	TOTAL	4.053	1.239		594		2.221		

*Se considera la superficie central de la cuenca.

** Se incluyen 5 mil acres de Punta Senillosa

Tabla 2: Pozos perforados en Vaca Muerta por empresa (2010-2017)

EMPRESA	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*	TOTAL
YPF	5	31	35	119	181	201	93	13	678
TOTAL		1	4	7	8	12	1		33
SHELL				6	5	5	1	2	19
PLUSPEROL		1	7	3	1				12
TECPEROL				1	1		7	3	12
APACHE		4	4						8
WINTERSHALL						2	4		6
PAE		1	1				1	2	5
PETROBRAS				2			2		4
ROCH SA				1	3				4
CHEVRON			2	2					4
EXXON MÓBIL				1	1		1	1	4
AMERICAS PETROGAS			4						4
EOG			1		2				3
G&P				2					2
MEDANITO			2						2
CROWN POINT					1				1
ARG. ENERGÍA SA			1						1
CAPEX SA			1						1
TOTAL	5	38	62	144	203	220	110	21	803

CURSOS DE POSGRADO

Hidrocarburos para el Sector Energético.

Curso Intensivo Cambio Climático.

Curso Intensivo Energías Renovables.

Actualización en tarifas eléctricas.

Seminario Desarrollo de Vaca Muerta.

AGOSTO 2017

CEARE - Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética.
 Toda la info en www.ceare.org o llamando al +5411 4809-5709.

Una reflexión sobre la fijación del Precio y las Tarifas del Gas Natural en Argentina

El derrotero de los precios y tarifas del gas natural, uno de los temas más complejos a resolver por la actual administración, explicado por Alejandro Einstoss.



ALEJANDRO EINSTOSS
IAE "General Mosconi"

El 18 de agosto de 2016 la Corte Suprema de Justicia de la Nación, en un fallo que puso claridad sobre la controversia de las nuevas tarifas del gas, ordenó incluir al precio del gas natural en el proceso de audiencias públicas, por considerarlo un precio regulado.

En línea con el mencionado fallo, el Ministerio de Minería y Energía (MINEM) readecuó los precios del gas natural incluido en facturas mediante Res. MINEM N°212, de fecha 6 de octubre de 2016. La resolución presentó un sendero de reducción de subsidios, como resultante de la audiencia pública celebrada durante los días 16 al 18 de septiembre de 2016.

Dicho sendero implica una reducción progresiva de los subsidios para los usuarios residenciales y comerciales, GNC y Gas Propano con una secuencia de adecuaciones de precios en abril y octubre de cada año *"teniendo en cuenta el valor del precio en el PIST¹ objetivo en cada momento según el contexto de mercado"*² hasta llegar a la eliminación de los subsidios en 2019, (2022 en la Patagonia, La Pampa, Puna y Malargüe).

Como resultado de la primera adecuación de precios

en octubre 2016, el subsidio que los usuarios residenciales y comerciales recibían en el precio del gas pasó de un promedio de 81% al 50%, y en abril 2017 el subsidio se redujo al 45%. (Ver tabla 1)

Al mismo tiempo se mantuvo y se simplificó el acceso a la Tarifa Social que hoy llega a más de 2 millones de hogares y 2.9 millones que reciben subsidios al consumo de garrafas a través del "Programa Hogar".

Para analizar los efectos de la aplicación de éstos nuevos precios es necesario analizar cómo funciona el mercado de aprovisionamiento de gas natural en Argentina.

La producción local de gas natural, que abastece el 71% de la demanda, recibe múltiples precios como resultado de la existencia de programas de estímulo a la producción.

El Plan Gas garantiza a los productores una remuneración a su producción base de USD/MMBTU 2,49, mientras que la producción incremental remunera a USD 7,33. Por lo tanto, el precio promedio ponderado que recibió la producción local durante 2016 fue de USD 4,72 por MMBTU. A partir de 2017, se encuentra en vigencia la

(1) Punto de ingreso al sistema de transporte

(2) Esto abre la puerta a aumentos adicionales en función de la evolución del precio internacional del GN.



El precio promedio de la oferta del GN de producción local durante 2016 fue de USD 4,72 MMBTU, y se estima un incremento a USD 5,02 para 2017.

De esta forma, el precio promedio de la oferta del GN de producción local durante 2016 fue de USD 4,72 MMBTU, y se estima un incremento a USD 5,02 para 2017 (+6%), producto de un aumento de la producción incremental en desmedro de la producción base.

De esta forma, a partir de octubre de 2016, el precio promedio pagado por la demanda de gas –Industrias, Usinas, GNC, Usuarios Comerciales y Residenciales– fue en promedio de USD 3,97 por MMBTU, mientras que el precio recibido por la oferta de ese gas fue, en promedio, de USD 5,22 MMBTU (en 2017 se estima en US\$ 5,64 / MMBTU).

El financiamiento de la diferencia entre el precio que paga la demanda y el que recibe la oferta representaron sólo en 2016, USD 2690 millones en subsidios.

NUEVAS TARIFAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

El 31 de marzo de 2017 se publicaron en el Boletín Oficial las resoluciones que regulan nuevos cuadros tarifarios para las 9 distribuidoras y 2 transportistas que prestan el servicio de gas natural a nivel nacional.

Este paso cierra el proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural, previsto en los contratos de concesión y que se encontraba pendientes de realización por más de

15 años, y representa un significativo paso adelante en el proceso de normalización regulatoria iniciado por la actual administración.

Al igual que en el caso del precio del gas, los aumentos en las tarifas de transporte y distribución se aplicará por etapas: 30% se aplicó en abril 2017, 40% en diciembre 2017 y 30% en abril 2018.

Los nuevos cuadros tarifarios mantienen el esquema de incentivos al ahorro en el consumo de gas natural vía bonificaciones escalonadas a los usuarios que reduzcan su consumo en 15% o más, respecto del mismo periodo del año 2015.

Del mismo modo, y teniendo en cuenta las presentaciones realizadas en el marco de las audiencias públicas en relación a las variaciones térmicas en determinadas zonas del país, se modificaron los umbrales de consumo por categoría de usuario para la región Centro Sur de la Provincia de Buenos Aires y la Provincia de Mendoza.

De esta forma, a partir del 1º de abril el aumento promedio respecto a las tarifas de octubre 2016 será del 24% para usuarios residenciales que abonen tarifa plena (sin descuentos por ahorro, ni tarifa social) y llegará al 50% para usuarios comerciales.

Pero las estimaciones de la factura media por categoría de usuario presentados por el Ministerio de Energía, se realizaron en base al consumo promedio de hogares (es decir una tarifa plana equivalente al consumo de m³ anual dividido 12 meses) y en principio no contemplan los picos de consumo estacional.

Un hogar promedio del área del Área Metropolitana de

Buenos Aires con servicio de gas natural concentra casi el 60% de los m³ de su consumo anual en los bimestres 3 y 4 (mayo – junio y julio – agosto). Por lo tanto, el importe de las facturas de los próximos bimestres no solo reflejará el aumento de tarifas, sino también el incremento por mayor consumo invernal.

Al respecto dos comentarios:

- El incremento de octubre 2016, que implicó un importante aumento en el precio del gas incluido en factura, pudo no haber sido percibido en su totalidad residenciales ya que impactó en los bimestres de menor consumo estacional.
- El consumo del invierno 2016 – uno de los más rigurosos del último medio siglo – fue facturado utilizando el cuadro tarifario vigente en mayo 2015, luego que la Corte Suprema de Justicia en agosto de 2016, dejara sin efecto el aumento de tarifas propuesto por ENARGAS en abril del mismo año.

De esta forma, el próximo invierno los usuarios residenciales veremos valorizados nuestros consumos con tarifas sustancialmente superiores a las del invierno 2016, que reflejarán aumentos interanuales superiores al 400% para las categorías de consumo más bajo.

En este caso, deberán entrar en vigencia los límites a los aumentos tarifarios previstos que limitará el impacto de la readecuación tarifaria.

COMPARACIÓN DEL VALOR DE LA FACTURA MEDIA POR CATEGORÍA DE USUARIOS RESIDENCIALES⁴ (ver cuadro)

CONSUMO EN \$ BIMESTRE JUNIO AGOSTO C/IMPUESTOS

CATEGORÍA	CONSUMO EN m ³	INVIERNO 2016	INVIERNO 2017	VARIACIÓN INTERANUAL
R1	0 / 500	132	687	420%
R21	501 / 650	166	875	427%
R22	651 / 800	227	1.140	402%
R23	801 / 1000	336	1.449	332%
R31	1001 / 1250	600	2.567	328%
R32	1251 / 1500	810	3.075	280%
R33	1501 / 1800	1.326	4.040	205%
R34	1801 / ---->	2.125	6.137	185%

Por lo tanto, y si bien el impacto final sobre la factura de los hogares dependerá de lo riguroso del invierno 2017, los aumentos interanuales que enfrentarán los usuarios (sin tarifa social) estarán en el rango del 200% al 400%, según categoría.

Este efecto se verá limitado en aquellos usuarios beneficiarios de Tarifa Social, quienes serán bonificado al 100% el costo del gas en factura, pero enfrentarán la totalidad de los aumentos en los segmentos de transporte y distribución.

Representa un avance regulatorio significativo la publicación de los programas de inversiones obligatorias que las empresas deberán realizar en el próximo quinquenio y la reglamentación de un mecanismo de seguimiento de implementación de las mismas.

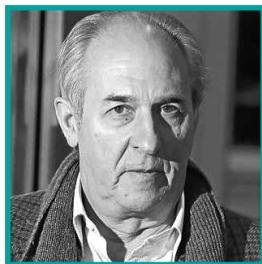
Mediante dicho mecanismo, las distribuidoras y transportistas deben presentar informes anuales de cumplimiento de las inversiones comprometidas, los cuales deberían ser públicos y de esta forma permitir una mayor participación de los usuarios en el proceso regulatorio.

Finalmente, durante 2017 el costo fiscal del subsidio al gas sin dudas será mayor al de 2016, producto del aumento del precio de importación de GNL (que a la fecha es superior a las previsiones realizadas) y por el aumento del precio local reconocido a productores, sea por la mayor incidencia del gas incremental y/o por la aplicación del nuevo programa de estímulo al gas no convencional, o por variaciones de tipo de cambio que impacto en el costo de importación.

(4) Este cálculo se realiza en base a cuadros tarifarios de Metrogas S.A. – Tarifa plena, sin descuentos. Para una estimación consumo 4to bimestre del 35% m³/año.

MONITOREAR UNA AGENDA ENERGÉTICA HASTA 2019

¿Cuánto logró avanzar Argentina en la solución de cuestiones críticas para la agenda energética? Un listado de hitos cumplidos y cuestiones pendientes, a cargo del presidente del IAE, Jorge Lapeña.



JORGE LAPEÑA
Presidente del IAE "General Mosconi"

En julio de 2015 el Grupo de ex Secretarios de Energía, integrado por Emilio Apud, Julio César Araoz, Enrique Devoto, Roberto Echarte, Daniel Montamat, Raúl Olocco y por quien esto escribe, publicó un opúsculo de 24 páginas editado por el Fondo Editorial del IAE Mosconi cuyo título era: *La energía en la Argentina: Los desafíos políticos, técnicos y económicos 2016-2019*. El subtítulo el trabajo era muy explícito: **"Propuesta política dirigida a los candidatos a la Presidencia de la Nación"**.

La "Propuesta" fue el resultado de un trabajo de años del Grupo de Ex Secretarios, en los cuales se lograron fuertes consensos entre sus integrantes, que a su vez se apoyaron en opiniones académicas relevantes, en datos técnicos confiables y, circunstancia no menor, en el acompañamiento de la opinión pública y del periodismo.

En la elaboración de la propuesta fue muy importante el protagonismo de reconocidos especialistas independientes que fueron convocados desde 2011 en adelante a una serie de reuniones y seminarios que tuvieron por objeto definir los problemas y proponer soluciones factibles para resolver los mismos. En la organización de estos seminarios juga-

Este sector se convirtió en pocos años en un gran demandante de divisas. Entre 2010 y 2015 se gastaron 50.000 millones de US\$ en concepto de importaciones energéticas.

ron un rol clave varias ONG y Universidades, entre las que cabe citar al Consejo Argentino para la Relaciones Internacionales (CARI), la Universidad de Ciencias Empresariales y Sociales (UCES) y nuestro Instituto Argentino de la Energía.

La Propuesta se basó, además, en un documento político fundamental denominado **«Declaración de compromiso sobre política Energética»** (2014), firmado por los principales candidatos a la Presidencia de la Nación¹.

La propuesta estaba orientada a superar una situación crítica en el área energética, que era la vigente en 2015, y

(1) Mauricio Macri (PRO), Hermes Binner (PS), Sergio Massa (FR), Margarita Stolbizer (GEN), y Ernesto Sanz y Julio Cobos (UCR)

que básicamente se describía según un listado que constituía la verdadera **agenda de problemas energéticos a resolver**. Es el que sigue:

a) PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DECRECIENTE

La producción de petróleo declinante desde 1998, y declinación de la producción de gas natural desde 2004.

b) RESERVAS COMPROBADAS DE HIDROCARBUROS EN CAÍDA CRÓNICA

Las reservas comprobadas de petróleo eran en 2015 iguales en magnitud a las que el país tenía en el año 1970, a pesar del gran crecimiento de población y del PBI desde hace 45 años.

Las reservas de gas natural eran en 2015 la mitad de las que el país tenía al comienzo de la era democrática en 1983. Este proceso de pérdida de reservas se acentuó desde 2003 en adelante en forma alarmante.

c) PÉRDIDA DEL AUTOABASTECIMIENTO ENERGÉTICO

El país había perdido en 2010 el autoabastecimiento energético, transformándose en un fuerte importador de energía. A raíz de ello este sector se convirtió en pocos años en un gran demandante de divisas. Entre 2010 y

El Estado decidía inversiones de alto costo con métodos irracionales en el marco de una corrúptela y corrúpción generalizadas.

2015 se gastaron 50.000 millones de US\$ en concepto de importaciones energéticas.

d) FALTA DE PLANIFICACION ENERGÉTICA

No existía *planificación energética estratégica* de largo plazo.

e) GENERACIÓN ELÉCTRICA

La producción de energía eléctrica desde 2002 hasta 2015 se tornó cada vez más dependiente de la energía termoeléctrica generada a partir de combustibles fósiles, en desmedro de la energía hidroeléctrica y de otras formas de producción de energía renovable.

f) PRECIOS Y TARIFAS ENERGÉTICAS

Los usuarios no pagan por la energía que consumen tarifas retributivas de los costos de su cadena de valor, habiéndose



Por un futuro eficiente

En el año de las energías renovables, trabajamos junto con nuestras 47 distribuidoras socias para cuidar el medio ambiente y avanzar con el **ahorro** y el **uso responsable** de la energía eléctrica en el hogar.

ADEERA
Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina

Tacuari 163 8° Piso (C1071AAC) CABA · Tel. +54 11 4331 0900 · adeera@adeera.org.ar
www.adeera.org.ar @Contacto_ADEERA in adeera

montado entre 2005 y 2015 un oneroso e injusto sistema de subsidios energéticos, afrontado con recursos presupuestarios financiados con fuerte emisión monetaria.

g) SECTOR PRIVADO PARALIZADO EN NUEVAS INVERSIONES

El sector privado en 2015 había paralizado la realización de inversiones genuinas por falta de credibilidad en las políticas aplicadas. El Estado decidía inversiones de alto costo con métodos irracionales en el marco de una corruptela y corrupción generalizadas.

h) LEGISLACIÓN OBSOLETA E INSTITUCIONALIDAD DEFICIENTE

La legislación y la normativa aplicable tanto en Energía Eléctrica como en Hidrocarburos eran calificadas de obsoletas.

La institucionalidad era deficiente. Los entes reguladores del sector estaban en 2015 intervenidos y degradados en su profesionalidad técnica. La relación Nación - Provincias productoras está expuesta a la intervención discrecional y a la discriminación política, con los roles imprecisos no delimitados por la nueva ley petrolera.

A MITAD DE MANDATO, SE IMPONE UNA EVALUACIÓN SISTÉMICA DE LA AGENDA ENERGÉTICA.

El listado de temas precedentes puede ser concebido, entonces, como la **agenda de temas energéticos de par-tida** (2015), que era necesario resolver para que 2019 nos encuentre mejor de lo que estábamos en 2015.

El año 2017 es un año electoral, que concentra a la política y a los políticos en el *slogan* de campaña más que en la estrategia y las cuestiones de fondo que hacen al futuro del país. Sin embargo, nadie duda de que las cuestiones de fondo sean las que verdaderamente importan.

Una mirada desapasionada de esa **agenda de temas planteados en 2015** nos muestra avances en algunas áreas, pero también estancamientos en otras. Hay que tener valentía, y sobre todo apertura mental y política para promover cambios en donde haga falta. Nuestro Instituto debe bregar por esos cambios en función del bien común. Creo sinceramente que en algunas áreas hemos hablado muy poco y hemos hecho muy poco.

Un menú de propuestas en torno a esa Agenda debe incluir para antes de fin de año necesariamente el análisis de los siguientes temas :

1. Toma de conocimiento parlamentario y político del Plan Energético Nacional elaborado por el Gobierno nacional.

Una mirada desapasionada de esa agenda de temas planteados en 2015 nos muestra avances en algunas áreas, pero también estancamientos en otras. Hay que tener valentía, y sobre todo apertura mental y política para promover cambios en donde haga falta.

2. La evaluación de los resultados de la política de subsidios a la Demanda y a la Oferta de gas natural implementada en el período 2005-2017 y su financiamiento.
3. Evaluación de los precios de venta de los derivados de petróleo en Argentina.
4. La evaluación de la performance de por Cuenca de la producción de gas y de crudo (esta última continua declinando a pesar del “barril criollo”).
5. La situación de las represas del río Santa Cruz y de la construcción de nuevas centrales nucleares.
6. Transparentamiento de la política de importación de gas natural de Argentina en los próximos años.
7. El rol de Vaca Muerta y el abastecimiento energético futuro.
8. La Auditoría independiente de Reservas de petróleo y gas natural en todo el territorio nacional, y una evaluación de los planes exploratorios en curso.

CONCLUSIÓN

El seguimiento de esa agenda servirá también para que quienes integran el oficialismo tanto desde los órganos ejecutivos de la administración, como en el Parlamento, y también quienes aun no perteneciendo al espacio de Gobierno y que han apoyado con su firma la *declaración de compromiso* desde otros espacios políticos estén informados y puedan plantear sus divergencias y enfoque alternativos en el marco de una política de Estado.

30 de mayo de 2017

GESTIONAR LA ENERGÍA EN LA ARGENTINA DE HOY

Muchas veces nos hemos preguntado cómo implementar un sistema de gestión energético. Tanto en este mundo tan cambiante como en nuestro propio país, llevar adelante un modelo de gestión energético es muy difícil sin contar con las herramientas y recursos necesarios, sobre todo al momento de plantear la necesidad de realizar reingenierías en los distintos procesos.

En las últimas décadas del siglo XX, las empresas han estado experimentando cambios revolucionarios, pasando de una situación de protección regulada a entornos abiertos y altamente competitivos.

Desde su publicación en junio del 2011, la implementación y certificación del estándar ISO 50001 está cobrando impulso en todo el mundo. La rapidez en la implementación de una nueva norma internacional, refleja el grado de concientización y la predisposición que las organizaciones tienen respecto a la mejora de la gestión energética de sus instalaciones.

En este contexto, si una empresa está certificada según los requisitos de ISO 50001, probablemente nos encontremos

frente a una organización innovadora: esta herramienta le permitirá contar con un Sistema de Gestión Energética (SGEn) definido como un conjunto de procedimientos y actividades integrados dentro de la organización de la empresa, con el objetivo de optimizar el uso y consumo de la energía.

Los beneficios (son muchos) y los motivos que mueven actualmente a organizaciones como la del ejemplo anterior a poner en marcha un SGEn, pueden dividirse en:

- **Ahorrar:** el ahorro energético se presenta actualmente como una materia fundamental en cuanto a competitividad, en un contexto de continuo crecimiento de precios de la energía los sistemas de gestión de la energía se presentan como “la herramienta” para la identificación y puesta en marcha de medidas de ahorro de manera continua.
- **Sistematizar:** las organizaciones necesitan herramientas que les permitan sistematizar el modo de identificar y poner en marcha medidas de ahorro, que en muchas ocasiones se hace de forma puntual, aislada y sin garantizar su continuidad en el tiempo.



MERCEDES SUÁREZ
Bureau Veritas Argentina

Si una empresa está certificada según los requisitos de ISO 50001, probablemente nos encontremos frente a una organización innovadora.

TECNOLATINA

Nuestra energía a su servicio

Servicio de Ingeniería y Consultoría

Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

Contratos de abastecimiento de Gas Natural y Energía Eléctrica

Ampliaciones y accesos a los sistemas de Transporte de Gas Natural y Energía Eléctrica

TECNOLATINA S.A.

Suipacha 1111 - Piso 31°
(C1008AAW) Buenos Aires
Argentina

TE: 4312-0066 - Líneas Rotativas
Email: tecnolatina@tecnolatina-sa.com.ar
Website: www.tecnolatina-sa.com.ar

- **Demostrar:** Los SGEN facilitan a las organizaciones la forma de demostrar su compromiso con las políticas de gestión de la energía, las cuales a la vez, apoyan políticas más amplias de gestión ambiental, la lucha contra el cambio climático o la responsabilidad corporativa.
- **Agregar valor:** Al implementar un sistema de gestión de eficiencia energética, la organización contará con información fehaciente sobre múltiples aspectos que podrá transformar en oportunidades, por ejemplo comunicando a sus clientes que ha mejorado visiblemente pudiendo anticiparse a sus expectativas y generando así, mayor satisfacción.

Ahora bien, ¿cómo gestionar sin medir? Si no se mide, no se puede controlar y si no se controla, es imposible mejorar.

La medición del desempeño se define generalmente como una serie de acciones orientadas a evaluar, ajustar y regular las actividades de una organización, a la vez que este concepto envuelve elementos físicos y lógicos: depende de la visión del cuerpo gerencial, de la composición y estructura jerárquica y de los sistemas de soporte de la organización. Entre los indicadores de desempeño más relevantes asociados a un sistema de gestión de eficiencia energética, pueden destacarse aquellos relacionados con el consumo energético, contrastado con la cantidad de producto fabricado, superficie del edificio, número de empleados u horas trabajadas.

Un sistema de gestión implementado correctamente deberá estimular la acción, marcando las variaciones significativas respecto al plan original y animando a las organizaciones para que pueden corregirlas.

Si bien implementar y mantener un sistema de gestión energético a lo largo del tiempo es un gran desafío, en Ar-

gentina y el resto del mundo las políticas públicas tienden a poner foco en la eficiencia energética, la sustentabilidad y el cuidado del medio ambiente, estimulando a las organizaciones a emprender ese camino.

Un enfoque empresarial sobre la gestión de la energía y la sostenibilidad ayudará a controlar el uso de la energía, el agua y otros recursos. En ese sentido, mantener los sistemas de gestión evaluados por terceras partes y obtener una certificación internacional agrega valor a las organizaciones, a la vez que brinda ventajas competitivas desde lo comercial, lo ambiental y lo económico, logrando ahorros significativos, obteniendo préstamos con mejores financiamientos y colocándose en los primeros puestos del mercado en temas de calidad ambiental.

BUREAU VERITAS EN ARGENTINA Y EL MUNDO

Creada en 1828, Bureau Veritas es el líder mundial en verificación, inspección y certificación, prestando servicios de alta calidad para ayudar a sus clientes a satisfacer los crecientes desafíos de calidad, seguridad, protección del medio ambiente y la responsabilidad social.

Como socio de confianza, Bureau Veritas ofrece soluciones innovadoras que van más allá del mero cumplimiento de las regulaciones y normas, con el objetivo de reducir el riesgo, mejorar el rendimiento y fomentar el desarrollo sostenible.

Lo valores fundamentales de Bureau Veritas incluyen la integridad y la ética, consejo y validación imparciales, la orientación al cliente y la seguridad en el trabajo.

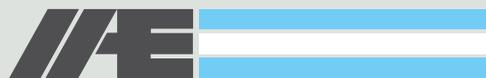
Bureau Veritas es reconocida y se encuentra acreditada por las principales organizaciones nacionales e internacionales.

Un sistema de gestión implementado correctamente deberá estimular la acción, marcando las variaciones significativas respecto al plan original y animando a las organizaciones para que pueden corregirlas.

Para más información sobre certificación de sistemas de gestión de eficiencia energética:

<http://www.bureauveritas.com.ar/home/about-us/our-business/certification/certification-sostenibilidad/certification-gestion-de-la-energia/sistemas-gestion-energetica>

CURSO 2017



SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA

Según la Norma ISO 50001

El Instituto Argentino de la Energía "Gral. Mosconi", en el marco de sus actividades de capacitación del 2017 ha programado el curso "Auditor Interno en Sistemas de Gestión de Energía, según la Norma ISO 50001" que será facilitado y certificado por le Bureau Veritas Argentina

BENEFICIOS:

Los participantes de la formación serán capaces de:

- Comprender los requisitos normativos Norma ISO 50001.
- Comprender cuestiones claves de la energía.
- Planificar y auditar conformidad ó no, informar y hacer seguimiento correspondiente.

MODALIDAD DEL CURSO

El dictado de dos módulos, en jornadas de 8 horas cada una, a saber:

- Módulo 1- Requisitos normativos.
- Módulo 2- Auditor interno.

FECHAS PROGRAMADAS

- Módulo 1: lunes 26 de junio de 2017 (9 a 13 hs. y 14 a 18 hs.)
- Módulo 2: martes 27 de junio de 2017 (9 a 13 hs. y 14 a 18 hs.)

CERTIFICADO

Los asistentes al curso recibirán un certificado emitido y avalado por Bureau Veritas de la capacitación correspondiente.

MATERIAL DE ESTUDIO

Manual de trabajo en formato electrónico con los contenidos que el capacitador proyectará durante el desarrollo de la actividad.

Copia de los ejercicios y copia de la Norma ISO 50001; como material práctico y de consulta los cuales, por restricciones de Copyright de Normas ISO, deberán ser devueltos al capacitador una vez concluida la actividad.

COSTO DEL CURSO

\$ 7.900.- (SIETE MIL NOVECIENTOS PESOS)

NOTA 1: Es condición necesaria para empezar el curso haber realizado el pago de inscripción.

NOTA 2: Descuento del 20% para socios y empresas socias.

NOTA 3: Quienes certifiquen el curso "Sistemas de la Gestión de la Energía según la Norma ISO 50001" en el IAE sólo deberán completar el módulo 2 (\$ 3.950).

INFORMACIÓN e INSCRIPCIÓN

Instituto Argentino de la Energía "Gral. Mosconi"

Moreno 943 – 3° piso. / (C1091AAS) Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
Tel./ Fax: (5411) 4334 7715 / 4334 6751 / administracion@iae.org.ar

www.iae.org.ar

www.edemsa.com



- Cinco programas de Responsabilidad Social Empresaria
- 74% del territorio provincial
- 940 km. de líneas de Alta Tensión
- 7.800 km. de líneas de Media Tensión
- 17.000 km. de líneas de Baja Tensión
- 422.000 clientes
- 695 colaboradores directos



18 años acompañando el crecimiento de Mendoza



YPF

1500 ESTACIONES

En cada viaje y en cualquier lugar del país te esperamos en nuestras estaciones. Disfrutá del servicio que sólo la red más grande del país te puede brindar.