

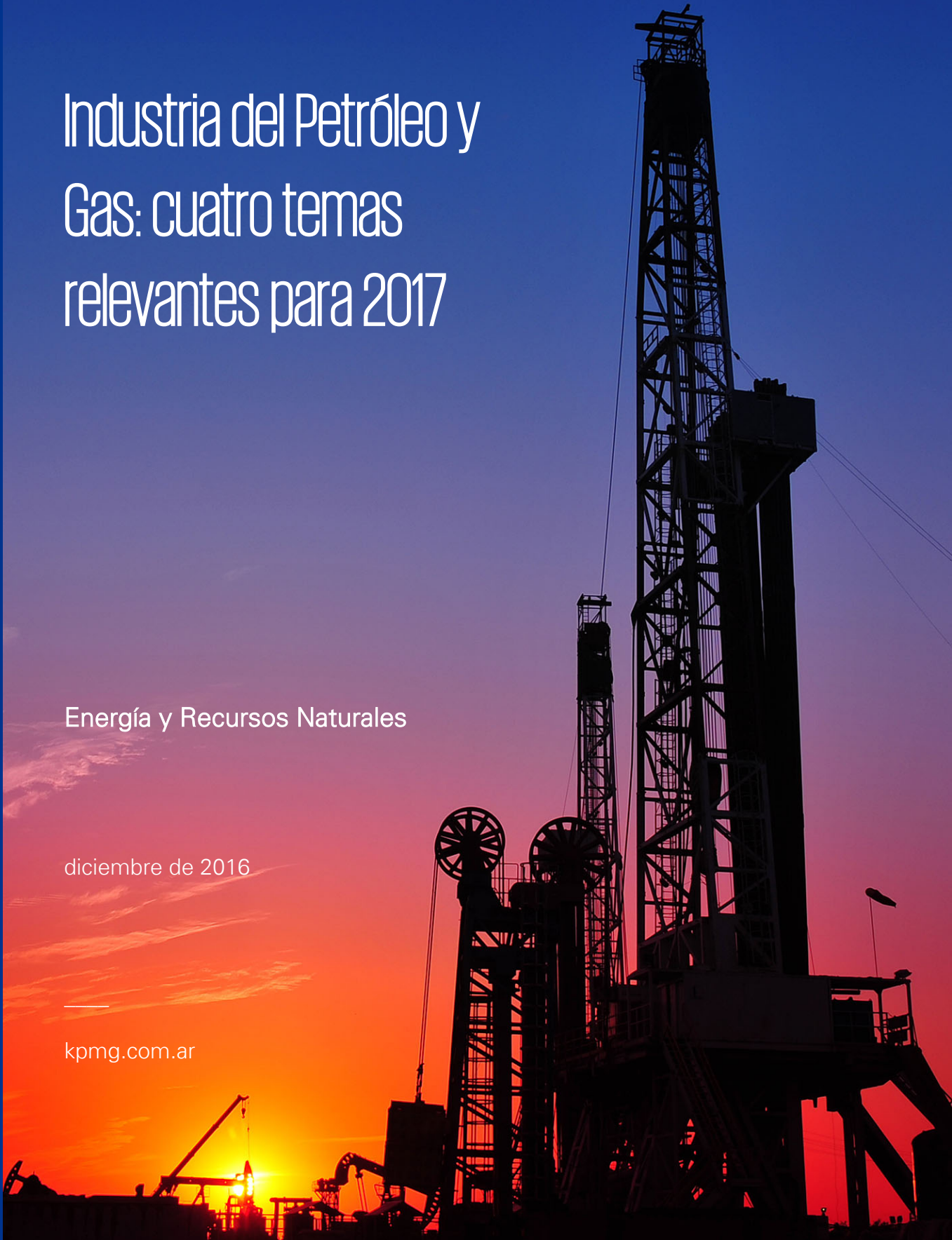


Industria del Petróleo y Gas: cuatro temas relevantes para 2017

Energía y Recursos Naturales

diciembre de 2016

kpmg.com.ar



Una transición con dudas y nuevos desafíos

Con indicios de recuperación de los precios mundiales y ante la incertidumbre del cambio de gobierno en los Estados Unidos, la Argentina se encuentra en un complejo proceso de transición y reacomodamiento de las principales variables del sector para revertir el déficit energético. Algunas claves.

Introducción

El 2017 se inicia caracterizado por un escenario distinto al observado en los últimos años. Desde 2014, los precios de las commodities energéticas sufren un importante retroceso en relación al ciclo de incrementos que tuvo lugar entre 2003 y 2014, cuando los precios del petróleo y el gas mostraron significativos incrementos en sus cotizaciones. El petróleo, cuyo precio registró un aumento del 233% entre 2003 y 2014 (precio promedio del WTI, Dubai y Brent), se desplomó en un 58% entre ese último año y los primeros nueve meses de 2016; el gas natural, que experimentó un incremento del 53% (entre 2003 y 2014), se hundió en esa misma medida en los dos últimos años; y el carbón, que aumentó su valor en un 131% durante el ciclo ya mencionado, perdió un 22% (ver informe de KPMG titulado “Petróleo y Gas - Balance de la década, perspectivas y desafíos del sector en la Argentina 2005-2015”). El último mes de 2016 comienza con un importante repunte en el precio del petróleo (llegando a los U\$S 54/bbl en promedio), en respuesta al acuerdo de los miembros de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) que recorta la producción y al cual se estarían sumando otros No-OPEP tales como Rusia, México y Omán. Para esta organización, el mercado de petróleo alcanzará un nuevo equilibrio de precios en la segunda mitad de 2017.

No obstante, y a pesar de este cambio de tendencia del precio internacional, la economía mundial no termina de ponerse en marcha y el proceso de crecimiento sostenido necesario para recuperar el terreno perdido y brindar previsibilidad se ve constantemente pospuesto. Este evento se registra en un escenario internacional aún incierto donde las restricciones a la oferta de crudo, las acciones militares en Oriente Medio (básicamente en el norte de Siria), la posición adoptada por la OPEP y otros países productores y, aunque no menor, el cambio de Presidente a partir de enero 2017 en los EE.UU. (primer productor y consumidor mundial de hidrocarburos), representan algunos de los determinantes más importantes de las decisiones relacionadas a la política energética global y de la proyección del sector en el mediano plazo. Asimismo, surgen algunas dudas respecto a la suerte que correrá el acuerdo de control nuclear firmado entre EE.UU. e Irán, otro de los grandes productores mundiales de petróleo y que ahora regresa al mercado internacional.

El ciclo de incrementos constantes en la década pasada estuvo mayormente explicado por el crecimiento de las economías emergentes (principalmente las denominadas BRICS –Brasil, Rusia, India, China y Sudáfrica-) y su presión sobre la demanda internacional de insumos, lo que traccionó los precios de la mayoría de las commodities. Ello queda a su vez reflejado en las estadísticas sobre variaciones en los precios del petróleo y el gas, y las referidas a las importaciones

efectuadas por estos países¹. La morigeración reciente del crecimiento económico de las economías emergentes, el boom del shale americano y la reacción de los miembros de la OPEP frente a éste, han producido en el último tiempo el efecto inverso sobre los precios, principalmente del petróleo, generando un exceso gradual en la oferta que impactaría en el status quo y las expectativas futuras de empresarios e inversores por igual. Es claro que en estos contextos, tanto en el que tuvo lugar a partir del 2003 con la inauguración del ciclo de incrementos en los precios internacionales, como en el actual, la Argentina ha desempeñado un rol significativo por ser un país productor y exportador de materia prima (cerca del 6% de su PBI y alrededor del 25% de sus exportaciones están representados por la producción primaria) y por estar atada históricamente a los vaivenes externos. El país experimentó un crecimiento de pocos precedentes durante el mencionado ciclo de incrementos en los precios, apoyado en la mejora de los términos del intercambio que, en conjunto a un tipo de cambio retrasado y precios domésticos estables, dio lugar a una ventaja competitiva en los mercados internacionales. No obstante, tal crecimiento se estancaría más adelante en respuesta a distintos acontecimientos de origen interno y externo.

La falta de inversión, en conjunto con un modelo económico de crecimiento apoyado fuertemente en el consumo, retrajo la oferta generando un aumento ostensible en los precios domésticos. A ello deben sumarse las devaluaciones que tuvieron lugar en 2014 y 2016 (la primera del 50%, cuando el precio de la divisa americana pasó de un promedio de \$ 5,5 a \$ 8,1, y la última, mayor al 60%, cuando pasó de un promedio de \$ 9,2 a cerca de \$ 15), que fueron el resultado de la inflación, las presiones ejercidas sobre la demanda de divisas y la falta de confianza; y, paralelamente a este conjunto de factores de orden interno, el desaceleramiento en el crecimiento de los países emergentes, una notoria y constante caída en las exportaciones nacionales (originada principalmente en la caída de los precios internacionales de los commodities) y la aparición de un importante déficit en el sector energético. Como quedo expuesto en el informe publicado en el mes de febrero de 2016, estos acontecimientos fueron determinantes en el desempeño de la última década de la industria del petróleo y el gas (P&G).

Entre 2005 y 2015 Argentina pasó, en un lapso de 10 años, de exportador a importador neto de energía. Este hecho estuvo explicado por una caída significativa de la producción de gas y petróleo (que comenzó a fines de la década del 90 y que quedó en evidencia en 2004 cuando el Gobierno se vio obligado a elaborar el llamado Plan Energético Nacional), como así también por el importante desfase que generaron las políticas aplicadas a la oferta (precios no rentables e incertidumbre, que retrajeron inversiones) y a la demanda (tarifas subsidiadas que promovían un consumo desmedido). Este proceso llevó a la Argentina a observar un importante deterioro en su balance comercial, debido al incremento sustancioso que experimentaron sus importaciones de gas y electricidad (principalmente de países de la región como Bolivia, Uruguay y Paraguay, y extra-regionales como Qatar y Trinidad y Tobago), y que hoy intenta paliarse con medidas para fomentar la oferta (precios locales subsidiados) y acomodar la demanda (re-estructuración del modelo tarifario para el consumo de gas y electricidad residencial e industrial). No obstante, luego de estos ajustes de orden macroeconómico, la recuperación y mejora de la competitividad de los sectores productivos, principalmente del energético, conforma el gran desafío a futuro (con mejoras que alcancen los marcos normativos, regulatorios e impositivos generales y particulares).

Con este cuadro de situación, la evolución que experimente de aquí en más la industria de P&G, tanto a nivel nacional como internacional, y los *issues* que ésta enfrentará en 2017, resultan cruciales para entender el futuro de la industria. En los informes de KPMG “Petróleo y Gas - Balance de la década, perspectivas y desafíos del sector en la Argentina (2005-2015)” y “Cuatro temas relevantes de la industria del petróleo y el gas para el 2015” se sostuvo que el estancamiento sufrido por los países emergentes y su impacto en los precios de los commodities fueron dos de los principales temas que enfrentó el sector, en conjunto a una producción e

¹ Por ejemplo, China, que es uno de los principales importadores a nivel global (importa alrededor de un 10% del total exportado por el Mundo) y uno de los más importantes demandantes de oleaginosas (con una participación de alrededor del 46%), minerales (60%) y combustibles (10%).

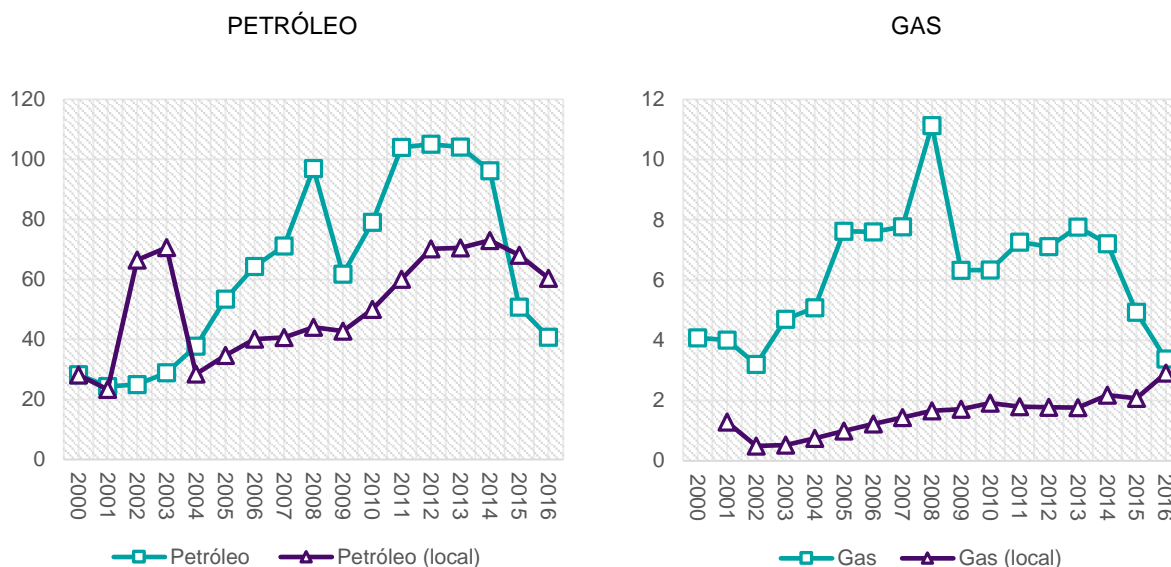
inversión local insuficiente. En este documento, que intenta poner de relieve los temas de agenda de cara al 2017, se renueva el interrogante sobre cómo evolucionarán las variables de inversión, producción y precios del sector, sin olvidar y poner de relieve la influencia y participación de los recursos hidrocarburíferos no convencionales y renovables en la matriz energética nacional (primaria, secundaria y eléctrica).

1. Precios locales e internacionales

La desaceleración, caída y recuperación parcial de los precios internacionales de los commodities energéticos conforma uno de los hitos recientes que más han afectado a la industria del petróleo y el gas en el último tiempo. Luego de un período de cierta estabilidad de crecimiento entre los años 2003 y 2011 (sin contar la caída experimentada en 2009 debido a la crisis financiera internacional), el precio internacional promedio del petróleo² alcanzó una meseta en el año 2012 (alrededor de 100 U\$/bbl³) para luego caer a 50 U\$/bbl en 2015, a 30 U\$/bbl en enero de 2016 e iniciar un sendero de recuperación en la primera mitad de ese año con un precio que alcanzó la media de 40 U\$/bbl, pero que estaría cotizando actualmente alrededor de los 55 U\$/bbl en respuesta al acuerdo de producción de los países de la OPEP.

Algo parecido ocurre con el precio del gas que, con alguna recuperación en 2010-2013, pasó de un promedio de 11 U\$/MMBTU⁴ en 2008 a cerca de 5 U\$/MMBTU en 2015 y 3,3 U\$/MMBTU en los primeros nueve meses de 2016⁵ (ver *Figura N° 1*). Este comportamiento se repitió con el resto de los commodities.

Figura N° 1
Evolución de los precios de los principales commodities energéticos (petróleo y gas)
(U\$ por barril y por MMBTU)



² El que resulta de promediar los observados para el *Brent*, el *Dubai* y el *WTI*.

³ U\$/bbl = dólares por barril.

⁴ Es el precio que surge de promediar los referidos al gas natural de EE.UU. y de Europa (U\$/MMBTU = dólares por MMBTU).

⁵ La producción y exportación de shale-gas por parte de EE.UU. ha sido otro factor clave en la caída del precio de este insumo.

Nota: la serie de precios presentada en las figuras anteriores son el promedio de las cifras mensuales. Para 2016 se tomó la media alcanzada hasta septiembre de ese año.

Fuente: elaboración propia en base a datos del Banco Mundial, 2016.

Uno de los factores que más explican la evolución reciente de los precios internacionales es el impacto del crecimiento económico de las economías *emergentes*. El desfase entre las proyecciones de crecimiento efectuadas para éstos respecto a lo que realmente sucede, constituye uno de los principales inconvenientes que hoy enfrentan los sectores productores de bienes primarios. Si se observan las estadísticas del *Fondo Monetario Internacional* puede apreciarse que mientras en el año 2013 la entidad estimaba un crecimiento promedio no menor al 6% para las economías emergentes hacia el 2018, hoy esa cifra roza el 4% hacia 2021. La diferencia entre estas proyecciones de crecimiento tiene serias implicancias. En primer lugar, involucra una importante desaceleración en el crecimiento de las economías emergentes que se traduce en una caída proporcional de su demanda por importaciones; y, en segundo lugar, deriva en un exceso de oferta fomentado por las inversiones globales que fueron encaradas en base a proyecciones anteriores y que hoy afectan la rentabilidad de la mayor parte de los proyectos puestos en marcha.

En ese sentido, la tendencia actual y reciente de los precios internacionales de los hidrocarburos ha puesto en estado expectante a trascendentes proyectos de exploración/explotación en suelo argentino, principalmente el de Vaca Muerta. Este proyecto, destinado a la exploración y explotación de recursos no convencionales, es el más importante de la industria ya que implica el desembolso de cuantiosas inversiones para su desarrollo (de hecho, según información oficial, entre 2010 y 2015 el yacimiento atrajo unos U\$S 15.000 millones y se esperan otros U\$S 100.000 millones en inversiones directas para su explotación en los próximos 35 años)⁶. El principal problema que hoy enfrenta este proyecto tiene que ver, justamente, con el precio estimado que se utilizó para la evaluación de su factibilidad técnica y financiera y que hoy se encuentra por encima del valor real observado en los mercados internacionales. Algo similar puede decirse de los proyectos que existen para la explotación de otros yacimientos (tales los casos de Los Molles, Bandurria Sur, Centro y Norte, el Golfo de San Jorge o Chaco) si se tiene en cuenta que este contexto de precios bajos seguirá presionando a las compañías petroleras a retraer parte de sus inversiones, principalmente en aquellos donde el punto de equilibrio entre costos e ingresos se alcance a un precio que se encuentre muy por encima del observado/percibido. Paradójicamente, esto puede ser productivo para grandes empresas integradas, con sólidos flujos de caja y mayores presupuestos, y que gozan de una menor exposición al entorno de precios y un mayor *leverage* (principalmente en la producción de *shale*).

Los precios locales han seguido una tendencia diferenciada respecto de los internacionales. Como puede apreciarse en la *Figura N° 1*, sumado al deterioro que el sector vino experimentando en los últimos años, la adopción de ciertas medidas internas de fomento a la producción configuró una estructura de precios locales que le permitió alejarse, al menos en parte, de los vaivenes observados en los mercados externos y contrarrestar sus efectos (es decir, compensar las pérdidas que la industria podría registrar a raíz de las caídas en los precios internacionales, retener las inversiones petroleras y revertir la tendencia negativa en la producción de hidrocarburos y el déficit en la cuenta de energía). En el caso del petróleo, es a partir del año 2015 que el precio local promedio pasa de 73 U\$S/bbl (2014) a 68 U\$S/bbl, cuando en los mercados internacionales el producto se tranzaba en una media de U\$S 50,75 (habiendo caído desde los U\$S 96 –precio medio de 2014–). Esta política de solventar o amortiguar las caídas del precio del crudo siguió vigente en 2016. Para septiembre de ese año, el barril de crudo local alcanzó un promedio de U\$S 60, cuando en los mercados externos el precio tocó los U\$S 40. Hacia fines de este año, el precio promedio interno se mantiene alrededor de esa cifra. En tanto, es esperable que en los primeros meses de 2017, a la luz de las aseveraciones del Ministro de Energía en el Día del Petróleo, las empresas del sector en conjunto con el gobierno defininan un nuevo precio doméstico para el

⁶ “Vaca Muerta atrajo U\$S 15.000 millones en los últimos cuatro años”. El Cronista, 9 de diciembre de 2015.

crudo, menor al actual, de tal manera que, una vez equiparado con el internacional, el de referencia sea el externo.

El precio del gas de producción doméstica, en tanto, ha seguido una tendencia similar a la del barril de petróleo, mostrando solo recientemente alguna convergencia con su par internacional, lo cual resulta lógico desde el punto de vista local dado que la industria necesita de una mayor cantidad de políticas de incentivo con el objetivo de incrementar la producción y combatir el déficit energético. Como parte de este mismo plan, se han implementado cambios impositivos y concesionales para apoyar al sector, principalmente en lo referido a la producción de no convencionales. Entre estos cambios pueden destacarse la *nueva ley de hidrocarburos* (N° 27.007)⁷ y el programa de estímulo a la producción de gas en la región de Vaca Muerta, que consiste en subsidiar el precio del recurso extraído de esa zona teniendo en cuenta el elevado costo de explotación existente (llevando el valor del mismo a una cifra semejante al costo que representa importar un unidad de LNG –gas natural licuado-).

2. Producción e inversión

A pesar de la tendencia en los precios internacionales y de su impacto en la rentabilidad de los proyectos iniciados, los costos de producción y operación no han caído con la misma velocidad⁸, lo que representa un problema central para el sector tanto desde el punto de vista local como internacional. En la Argentina, la producción de hidrocarburos ha venido menguando desde finales de la década del '90, debido al desfasaje generado por las políticas asimétricas aplicadas a la oferta y a la demanda, lo que retrajo de manera significativa la inversión que terminó por revertir la tendencia de crecimiento en la actividad gasífero-petrolera, volviendo a mostrar tasas negativas como no se observaban desde la primera mitad de la década del 80⁹. Debido a la merma en la actividad, Argentina debió a comenzar a importar en 2011 lo que antes sabía generar (gas y energía eléctrica) y destinar gran parte de los ingresos provenientes de las exportaciones, principalmente agrícolas, a la adquisición de energía.

La *Figura N° 2* expone el trayecto que ha seguido la producción de petróleo y gas en los últimos 16 años. Como puede apreciarse, mientras la producción de petróleo comenzó a declinar fuertemente a partir del año 2001, alcanzando la media de los últimos 16 años en el 2007 (235 millones de bbl/año¹⁰) y perforando ese valor en los años subsiguientes (hasta llegar a los 201 millones de bbl/año en 2015); la de gas lo hizo recién a partir de 2007 (llegando a la media del mismo período en el 2010 -303 millones de boe/año¹¹- y cayendo por debajo de ese valor en los últimos cinco años –hasta llegar a los 276 millones de boe/año en 2015-). Respecto a los años en los que uno y otro hidrocarburo alcanzó la media ya mencionada, la pérdida en barriles producidos a 2015 ha significado un 14% para el petróleo y un 9% para el gas. Si bien para fines de 2016 las fuentes

⁷ En líneas generales la modificación a la ley de hidrocarburos N° 17.319 (o Ley N° 27.007 del 2014) extiende las concesiones (en particular para aquellos que exploten yacimientos no convencionales), mantiene las regalías que deben abonar las empresas, fomenta la inversión y convierte en ley el Decreto 929/2013 (Régimen de promoción de la inversión para la explotación de hidrocarburos), cuyo principal objetivo es el de fomentar inversiones en el sector petrolero estableciendo pautas que liberan al empresariado del pago de aranceles a las exportaciones y da permisos al giro divisas para proyectos con inversiones no menores a los U\$S 250 millones.

⁸ En el caso del *shale*, por ejemplo, la caída en los costos se ha hecho algo más notoria (por caso, un informe de YPF destaca que ésta ha logrado reducir los costos de perforación en un 32% en solo un año de operación en Vaca Muerta).

⁹ Entre 1998 y 2003 la actividad de extracción de petróleo cayó a una tasa del 1% anual promedio. En contraste, en el período que cubren los seis años anteriores (1992-1997) la actividad creció al 9% anual promedio.

¹⁰ Barriles al año (bbl/año).

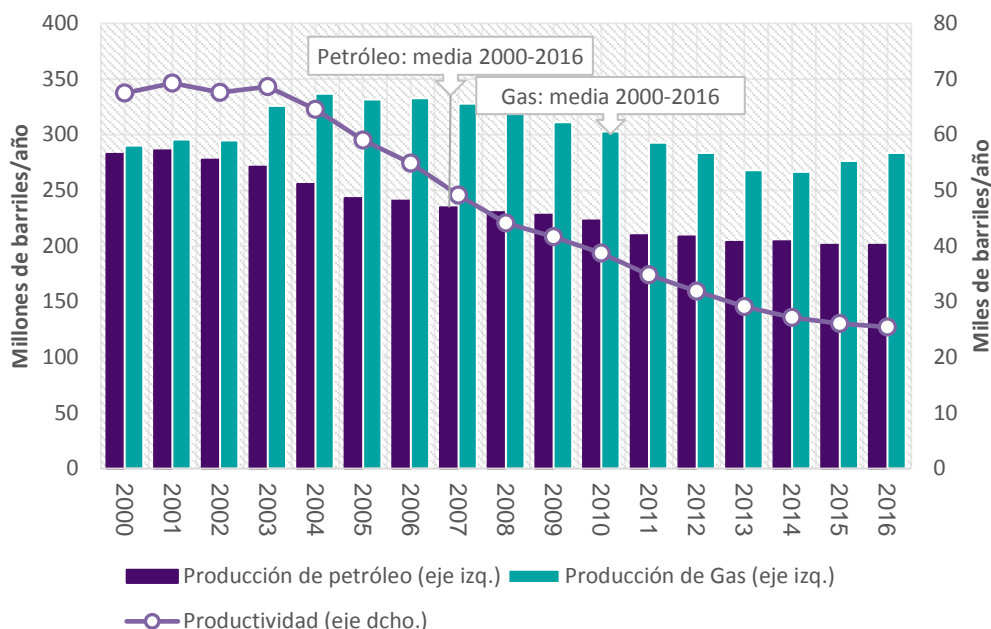
¹¹ Barriles equivalentes de petróleo al año (boe/año).

especializadas estiman alguna recuperación, la misma resulta conservadora y representa solo una tendencia que responde a las mejores expectativas puestas en el sector debido al cambio de gobierno y a posibles nuevas medidas orientadas al mismo.

Figura N° 2

Producción y productividad en la industria de petróleo y gas. 2000-2016

(En miles/millones de barriles equivalentes de petróleo al año)



Nota: los datos de 2016 son estimados.

Fuente: elaboración propia en base a datos de IAPG, Ministerio de Energía y Minería de la Nación y Business Monitor International, 2016.

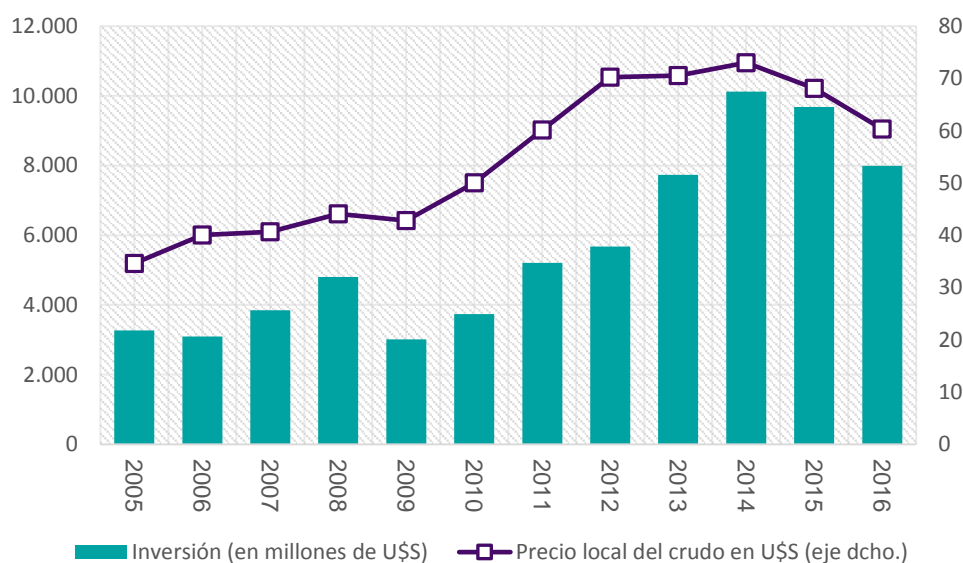
En lo referido a los niveles de productividad, medida que muestra el desempeño de la industria local en relación al empleo demandado (es decir, qué cantidad de producto genera una unidad empleada al año), se han desmoronado pasando de 60.000 barriles equivalentes de petróleo (boe, por sus siglas en inglés) producidos por persona en 2005 a poco más de 26.000 boe en 2015 (y un estimado de 25.000 boe para 2016), es decir una caída del 56%. Durante este período, la falta de incentivos a la inversión fue el factor principal que determinó la caída, aun cuando las señales provenientes de los mercados externos brindaban una oportunidad (es decir, la presión de los países emergentes en la demanda internacional de factores y el subsecuente incremento en los precios del petróleo y el gas, frente a las limitaciones existentes en el mercado interno y las que imponían un modelo de desarrollo apoyado en la demanda – consumo - y alejado de la oferta – inversión -). La baja en los niveles de productividad y su tendencia reciente auspiciaban caídas significativas en los retornos de cualquier proyecto, lo que ha contribuido al retroceso y la atomización de un sector que, con cuantiosas reservas naturales por explotar, no ha encontrado las condiciones económicas y financieras que justifiquen su desarrollo.

Al respecto, la industria se ha estado adaptando a las condiciones cambiantes del mercado, principalmente al contexto de precios deprimidos. En este sentido, se está haciendo un esfuerzo extra para reducir los costos de perforación y sostener el nivel de producción, aun cuando los especialistas sostienen que el desarrollo potencial de yacimientos como el de Vaca Muerta requieren de un precio bastante mayor al actual (cercano a los U\$S 70 el barril). Según estiman, el costo promedio de un pozo en esa zona está en el orden de los U\$S 15 millones, pero se ha

logrado reducirlo a U\$S 10 millones¹². Si se tiene en cuenta que un pozo no convencional en EE.UU. tiene un costo cercano a los U\$S 7 millones, el *gap* a cubrir da una buena idea de lo que debe hacerse para que la industria local sea realmente competitiva. Entre los aspectos de mejora que inciden en el costo doméstico de perforación se encuentran el laboral (en Argentina, según estiman los expertos, se utiliza un 70% más de personal que en un pozo equivalente en los EE.UU.)¹³ y los de transporte y logística. En este sentido, en el último tiempo el gobierno ha avanzado en la negociación de un convenio colectivo de trabajo en la zona de Vaca Muerta, que permita reverter ciertas situaciones (principalmente las referidas a las horas taxi, definición de trabajo periférico, jornadas laborales y temas impositivos) para mejorar los niveles de productividad en esa región.

Figura N° 3

La relación entre la inversión y los precios en la industria del P&G. 2005-2016



Nota: para estimar el precio local del crudo para 2016 se tomó el promedio del dato mensual hasta la primera mitad de ese año. La inversión afectada a 2016 es simplemente la proyectada por la Secretaría de Energía.

Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MINEM).

A pesar de lo anterior, y en concordancia a la evolución del sector, la inversión tuvo un comportamiento a la baja durante los últimos años. Como puede observarse en la *Figura N° 3*, que muestra la evolución de esta variable y la del precio local del petróleo en los últimos años, la primera ha imitado casi a la perfección el trayecto de la segunda en todo el período expuesto (2005-2016) dejando ver la influencia de los precios en el desarrollo del sector. En este aspecto, puede decirse que la decisión política de ubicar los precios locales del barril de petróleo y del gas por encima de los internacionales a partir del 2015 (en valores que alcanzan los U\$S 67 y U\$S 55 según el petróleo sea de origen liviano o pesado –es decir, un promedio de U\$S 60-, y en U\$S 5,83 el MMBTU para el gas *nuevo* –precio de referencia 2015-) conforma una protección efectiva mayor al 100% para estos productos en respuesta a esa relación, y que busca amortiguar la caída de la inversión que venía observándose desde el año anterior y que atentaba contra el desarrollo de promisorios proyectos de extracción (principalmente de *shale*) y la morigeración del déficit energético (con la consecuente sangría de dólares de la importación de energía).

¹² “YPF anunció una baja en costo de producción de Vaca Muerta a U\$S10 millones por pozo”, Agencia TELAM, 13 de septiembre de 2016.

¹³ “Las petroleras reducen costos para convivir con los bajos precios del crudo”, Agencia TELAM, 9 de Octubre de 2016.

3. Recursos no convencionales

Con el descubrimiento y desarrollo de hidrocarburos no convencionales en sus suelos, los países con estos recursos han comenzado a articular políticas domésticas para fomentar su exploración y producción. El ejemplo más exitoso y que consolidó su liderazgo en la materia es el de los EE.UU. Fueron los primeros en comenzar a producir *shale* (que es la clase más común de hidrocarburo extraído a partir de métodos no convencionales) y en destinar recursos físicos y humanos para perfeccionar las técnicas de extracción sin distorsionar la rentabilidad del sector. Esto ha permitido detener la declinación de la producción de P&G, reducir gradualmente sus importaciones y establecerse como el principal productor mundial de *shale*, situación que explica, en gran medida, la baja de precios.

La producción de *shale-oil* se ha disparado fuertemente en los EE.UU. en la última década, más precisamente entre los años 2009 y 2012, período en el que la producción de petróleo no convencional creció a una razón del 40% anual promedio pasando de 590 mil bbl/día a superar los 2 millones bbl/día. Durante 2014, EE.UU. produjo una media de 4 millones bbl/día de *shale-oil* y en 2015 esa cifra fue de 4,9 millones bbl/día. No obstante, según proyecciones de la *Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos* (EIA), se espera que para 2016 a razón de un entorno de precios bajos y una significativa caída en la inversión, la producción diaria caiga a 4,2 millones de barriles, lo que representaría una caída del 14% respecto al año anterior. Respecto a la producción total de petróleo de este país, este recurso representa alrededor del 50% y se espera que esta tendencia continúe hacia el 2020, aunque a una tasa decreciente.

Teniendo en cuenta la tendencia pasada en el precio del P&G, los hidrocarburos no convencionales representan una clara solución para aquellos países que han visto reducir sensiblemente sus reservas convencionales (los casos de EE.UU., Colombia, Australia y México son un claro ejemplo), o como un proyecto potencialmente rentable para el resto (principalmente para los que no han podido desarrollar el sector hidrocarburífero debido a una escasez crónica de inversiones o que padecen dificultades para solventar una matriz energética apoyada fuertemente en los combustibles fósiles).

El descubrimiento en la Argentina de importantes depósitos de hidrocarburos no convencionales (principalmente *shale*), con estimaciones de reservas técnicamente recuperables que rondarían los 21.000 miles de millones de M³ de gas y cerca de 27.000 millones de bbl de petróleo, es un hecho de suma importancia para el futuro energético del país, y que lo ubica como uno de los países con mayor potencial de producción (la Argentina se destaca como el tercer productor potencial de recursos no convencionales del mundo, detrás de China y los Estados Unidos)¹⁴. De hecho, se estima que sólo en Vaca Muerta, la principal formación en suelo argentino de este tipo de recurso, existen reservas recuperables que rondarían los 16.000 millones de bbl de petróleo y alrededor de 8.600 miles de millones de M³ de gas (o el 41% del *shale-gas* recuperable estimado para todo el país). Asimismo, es importante contabilizar los significativos recursos de petróleo y gas convencional, lo que implica un fuerte desafío y una oportunidad inmejorable para una futura autonomía energética para el desarrollo nacional.

Es importante destacar que las inversiones y costos que deben afrontarse para la extracción de recursos no convencionales son significativamente mayores a las necesarias para la producción de convencionales, por lo que resulta prioritario articular políticas que busquen mejorar el clima de negocios, fomentar las inversiones y contrarrestar los efectos negativos de un entorno de precios bajos. La explotación de recursos no convencionales aparece como una solución concreta y novedosa a los problemas de abastecimiento energético de un país que pasó, en el lapso de dos décadas, del autoabastecimiento logrado en los '90 a la dependencia actual de las importaciones

¹⁴ EIA, *World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 regions outside United States* (Abril del 2011) & EIA /ARI, *World Shale Gas and Shale Oil Resources assessment: Energy Information Administration-Advanced Resources International*, (Junio del 2013).

energéticas. Hay coincidencias en que esta situación de desequilibrio puede ser considerada como transitoria ya que Argentina cuenta con recursos, infraestructura y una importante experiencia en materia hidrocarburífera para hacer frente a estos desafíos en un mercado doméstico donde actúan los principales *players* mundiales.

En este contexto, Argentina necesita imperiosamente mejorar el desempeño del sector energético para equilibrar sus cuentas comerciales y fiscales y, esencialmente, reducir al máximo el uso de dólares destinados a la importación de energía. El potencial de los recursos no convencionales opera como un importante aliciente que llevó al gobierno a sancionar una nueva ley de hidrocarburos en 2014, nacionalizar YPF e implementar otros mecanismos de fomento a la inversión y a la producción. Entre éstas se destacan la mencionada mejora en los precios locales del gas y el petróleo, y los cambios recientes en materia tarifaria que desarticulaban años de precios no rentables en los tramos de generación, distribución y transporte de la energía y el gas para el consumo industrial y residencial. Estas políticas han sido implementadas en el marco de los desequilibrios que ha generado el déficit energético en el resto de la economía, principalmente sobre la industria. No obstante, los precios bajos de los commodities energéticos, explicado en parte por el incremento en la producción de gas y petróleo no convencional de EE.UU. en los últimos años y por un menor dinamismo de la demanda internacional, están jugando en contra de las perspectivas de desarrollo del sector, principalmente sobre las inversiones destinadas a proyectos no convencionales¹⁵.

Finalmente, es importante destacar que la explotación de recursos petroleros no convencionales, a diferencia de la convencional, implica el estudio exhaustivo del comportamiento de la roca madre de tal forma que las compañías puedan diseñar la mejor estrategia de fractura para maximizar la liberación del recurso contenido en ésta. Por esta razón, el período de exploración y explotación no convencional es decididamente más extenso. En Argentina, por ejemplo, se está atravesando esta última etapa (es decir, el conocimiento de la roca madre) y, debido a ello, el precio de referencia resulta circunstancial ya que las compañías están más interesadas en adquirir el *know-how*, el cual se va logrando con el transcurso de las pruebas piloto. Es en este sentido que las compañías petroleras ubicadas en suelo nacional observan más el comportamiento de largo plazo del precio internacional que el de mediano y corto plazo, como así también la evolución interna del mismo y las fallas que estos sufren debido a políticas y medidas locales que lo distorsionan y que, tarde o temprano, deberán levantarse para dejar que converjan al de mercado. Así las cosas, el precio internacional nos dice que, actualmente, la explotación de *shale* en suelo argentino resulta cara, pero, puertas adentro, donde el precio está fijado domésticamente, aún se puede producir dentro de una franja donde apostar a la obtención del *know-how* resulta oportuno. Es seguro que en el corto plazo la actividad no muestre fuertes señales de despegue, ya que resulta costoso para las compañías pasar a fases de producción más intensivas y de mayor escala. No obstante, el proceso de conocimiento y estudio de la roca continuará, aunque, quizás, a un ritmo más lento.

4. Recursos renovables

Es conocido el hecho de que los combustibles fósiles, en tanto y en cuanto no comiencen a sustituirse por otros, conforman un límite infranqueable al desarrollo económico mundial debido a su finitud. Asimismo, según estadísticas de la Comisión Europea (de la *Emissions Database for Global Atmospheric Research*), en los últimos 35 años el mundo ha aumentado un 80% las emisiones de CO² producto del consumo de combustibles fósiles, y la Argentina lo ha hecho en un

¹⁵ No obstante, este contexto ha funcionado como un aliciente para las empresas de energías no renovables en general, al tener éstas que funcionar en un contexto de precios bajos, lo cual las ha obligado a eficientizar sus costos de producción y operar a menores niveles de rentabilidad.

92% en igual período¹⁶ (1980-2015). A la par de estos aumentos, los países han incrementado su dependencia de estos combustibles en su matriz energética, jugando en contra de los acuerdos internacionales que buscan una mayor participación de los renovables en el mix de fuentes de energía. No obstante, y si bien es cierto que la reciente explotación de hidrocarburos no convencionales y el descubrimiento de que éstos serían cuantiosos en muchos países ha colaborado de manera sustancial al retraso de las energías renovables (lo que le ha permitido al combustible fósil hallar cierto reparo en la brecha de precios y en el costo de oportunidad en el uso de unas y otras fuentes -es decir, entre fósiles y renovables-), son muchos los países comprometidos con la reducción en el uso de combustibles fósiles y su reemplazo por una energía renovable y más limpia.

Un claro ejemplo de esta tendencia es el Acuerdo Climático de París, negociado por los 195 países miembro de las Naciones Unidas y refrendado, hasta noviembre de 2016, por 96 de éstos más la UE (que en conjunto representan, a su vez, alrededor del 55% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero). Este acuerdo, que entró en vigencia recientemente y busca evitar que las temperaturas globales promedio suban más de 2° C por encima de los niveles pre-industriales limitando la emanación de gases, puede conformar un punto de inflexión. De hecho, la OPEP estima que, gracias a este compromiso, la demanda de hidrocarburos podría alcanzar su máximo en unos 15 años en respuesta a una demanda de energías sustitutas creciente y al hecho de que los principales consumidores de combustibles fósiles, los automóviles, se estarían adaptando rápidamente a los combustibles alternativos. No obstante, tales predicciones dependen crucialmente del cumplimiento del acuerdo (y el porcentaje de aplicación) como así también del grado de adopción de los combustibles alternativos por parte de la industria automotriz global.

Si bien Argentina se encuentra entre estos países, aún no ha logrado reducir la incidencia del petróleo en su matriz energética¹⁷. En efecto, desde el año 1998 el país posee un marco jurídico que busca promover las energías renovables. Un claro ejemplo es la Ley N° 25.019 que propone un régimen de promoción para la energía eólica y solar. Asimismo, en 2006 se sancionó la Ley N° 26.190 de energías renovables, que buscó complementar a la normativa anterior, y que incluyó además de las energías renovables más conocidas, a la geotérmica, la mareomotriz, la hidráulica, la biomasa y el biogás. Entre sus objetivos se destacaba la meta de alcanzar para 2016 una participación del 8% de fuentes renovables en la generación de toda la energía eléctrica consumida localmente. Según los especialistas, mejorar la producción y contribución de las energías renovables es importante debido a cinco factores: 1) son sustentables (un mix de estas energías permitirían en el corto plazo generar parte de la energía requerida), 2) son seguras (pueden resolver el actual déficit energético a precios competitivos y sin riesgo de colapso), 3) son económicas (ahorran divisas), 4) pueden promover el desarrollo de la industria nacional, y 5) no contaminan.

Según un estudio realizado por KPMG Argentina¹⁸ en 2014, solo el 2% de la energía eléctrica producida tiene origen en fuentes renovables. Entre las principales causas que explican este flaco desempeño se encontraban la falta de financiamiento y la debilidad del marco regulatorio, los cuales buscan ser solventados a partir de la reciente actualización a la ley de renovables, materializada en la ley N° 27.191/2015 de fomento a la generación de energía eléctrica a partir de fuente renovables. En esta versión, se actualiza la meta del 8% de participación de fuentes

¹⁶ Siendo la Industria, el transporte y la generación de electricidad los ramos que más contribuyen al aumento de esas emisiones.

¹⁷ Según la *Secretaría de Energía de la Nación*, en 1970 la matriz energética nacional estaba conformada por un 71% de petróleo, un 18% de gas natural y un 11% de otros factores. En 2014, en tanto, la incidencia del gas natural pasó al 50%, la del petróleo al 35% y la de otros factores al 15%. Dentro de los últimos se ubican la energía hidráulica (4,5%), la energía nuclear (3%), el Bagazo (1%) y otros (6,5%).

¹⁸ “Encuesta de Energías Renovables 2014”, KPMG Argentina.

renovables en la matriz de generación eléctrica hacia 2017, y se estipula un crecimiento progresivo de la participación de las fuentes renovables de generación hasta alcanzar el 20% en 2025.

A fin de atraer capitales que inviertan en el sector y ayuden a cumplir las metas establecidas en la nueva legislación, el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) lanzó en mayo de 2016 un llamado a licitaciones públicas para adicionar 1000 MW de energía limpia a la matriz energética nacional (RenovAR), recibándose 123 ofertas por 6.366 MW. Entre los proyectos adjudicados (17) se destacaron los de generación eólica (70% del total), solar (23% del total) y biogás (7%), con precios de generación promedio que alcanzaron los U\$S 69,50; U\$S 76,25 y U\$S 177 por MW/h respectivamente. Estos datos permiten medir el creciente interés del sector privado en proyectos relacionados con energías renovables, impulsados también por una serie de beneficios fiscales previstos por la nueva ley N° 27.191, tales como: un régimen de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado en la etapa de construcción, un sistema de amortización acelerada para los bienes y obras afectadas, compensaciones de quebrantos, exenciones impositivas y de derechos a la importación, entre otros. De hecho, inmediatamente después de la publicación de los proyectos adjudicados, el Ministerio de Energía y Minería convocó a una nueva ronda, el RenovAr 1.5, para captar aquellos proyectos eólicos y solares fotovoltaicos que quedaron fuera de las adjudicaciones del primero. En esta ronda, el Ministerio recibió 47 ofertas por un total de 2486 MW (1561 MW para proyectos eólicos y 925 MW para solares), de los cuales se seleccionaron 30 proyectos (y que representan un incremento de 1.281,5 MW en la capacidad). De las propuestas adjudicadas, 10 corresponden a proyectos eólicos (765,4 MW) y 20 a desarrollos solares (516,2 MW). El precio promedio se ubicó en US\$ 54 por MWh, mejorando incluso las ofertas económicas del RenovAr 1. Entre los proyectos adjudicados en ambas rondas, Argentina adquirió en 2016 un total de 2.423,5 MW de capacidad en energías renovables, y se planea seguir este camino a través de nuevas rondas a efectuarse en 2017.

Consideraciones finales

A lo largo de este informe se hizo un repaso de los principales desafíos que enfrenta la industria del petróleo y el gas de la Argentina tanto en la actualidad como para los próximos años. A pesar de que los temas expuestos resultan cruciales en la determinación del desempeño del sector, éstos no se agotan aquí. Otros que deberían ser abordados e incluidos en la agenda son: 1) la necesidad de disponer de recursos humanos calificados, 2) los obstáculos al financiamiento para los proyectos de inversión, 3) los contratos de cobertura en un escenario de precios deprimidos, 4) el impacto medio-ambiental, 5) la seguridad jurídica, 6) la necesidad de una mayor inversión en infraestructura no solo en lo referido a los requerimientos para explotar recursos no convencionales, sino también en materia de distribución y transporte, 7) un análisis pormenorizado de la formación de precios (que tenga en cuenta a qué precio pueden ser extraídos estos recursos en Argentina y cómo debe financiarse la actividad) y 8) un profundo análisis de correlación entre las variables de inversión, producción y precios internos.

El comportamiento de los precios de los commodities energéticos en la última década traccionó la producción de hidrocarburos nacionales hasta el punto en el que las políticas locales (que privilegiaban el consumo interno y desalentaban la inversión) comenzaron a afectar su desempeño. Esta disociación entre las señales positivas del mercado externo y las limitaciones domésticas debieron incentivar de alguna manera el traspaso a energías alternativas y a un mayor desarrollo de combustibles renovables, pero no fue así. Por el contrario, durante los últimos años las necesidades energéticas de la Argentina se transformaron en una preocupación. Hoy, las esperanzas se encuentran centradas en la exploración y explotación de recursos no convencionales, ya que el país es uno de los cinco con mayores reservas (no probadas) según la EIA. Como se mencionó en este documento, desde el gobierno argentino se han articulado políticas, medidas de incentivo y acuerdos con empresas extranjeras con el objetivo de crear un ambiente propicio para el crecimiento de esta industria.

Por otra parte, el desarrollo de los recursos renovables, indispensables para diversificar la matriz energética y contribuir a revertir el cambio climático, ha encontrado un punto de partida sólido en el último año, con la ley N° 27.191 (de fomento a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables), y en 2016 con la reciente licitación para adicionar 1000 MW de potencia derivados de este tipo de fuentes, cabe destacar que el gobierno nacional recibió 123 ofertas por un total de 6.366 MW; lo que, en el mediano plazo, seguramente contribuirá a la reducción de las importaciones de energía (que han representado alrededor del 15% de las totales en el último tiempo) y al proceso de sustitución de combustibles fósiles por alternativos (algo que ya está sucediendo con el éxito del programa RenovAR en sus versiones 1 y 1.5).

Asimismo, se están tomando medidas para mejorar las condiciones del mercado local y fomentar el ingreso de nuevas inversiones. Entre éstas, pueden destacarse: i) la remoción de las restricciones al movimiento del capital, ii) la flexibilización del tipo de cambio a valores más acordes con la coyuntura y la recuperación de las reservas internacionales, iii) la negociación de la deuda con los *holdouts* con el fin de volver a los mercados internacionales de crédito, iv) la adopción de un *target* de inflación de un dígito a 4 años, v) la remoción de derechos a las exportaciones y aranceles a las importaciones y vi) la creación de la *Agencia Nacional de Promoción de Inversiones y Comercio Internacional* (la cual implica, a su vez, la creación de un nuevo marco regulatorio para promover las inversiones y el comercio a partir de, por ejemplo, la nueva ley de participación público-privada –PPP-, un plan de 4 años para eliminar el déficit fiscal primario –reduciendo el volumen de subsidios, gastos y transferencias del Estado- y el relanzamiento del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC).

En paralelo, sería recomendable la implementación de una estrategia de diversificación en la extracción y producción de hidrocarburos y de la producción de energía en general. En primer lugar, porque abocar todos los recursos a la explotación de no convencionales, de ser exitoso, solo reeditarán en un futuro. En segundo lugar, porque, según EIA, aún quedarían por explotar en nuestro país más de 2500 millones de bbl y alrededor de 370.000 millones de M³ de gas en reservorios probados convencionales, y 2200 millones de bbl de petróleo y 1217 miles de millones de M³ de gas en yacimientos por descubrir. Finalmente, porque la producción de energía renovable conforma un factor que, además de contribuir a la diversificación de la oferta energética, resulta significativamente más sustentable en el tiempo que el resto de las opciones y es, indefectiblemente, hacia donde el mundo debe dirigirse. Es decir, el desafío de la Argentina para superar su déficit energético es tener la inteligencia suficiente para desarrollar estrategias que apunten al aumento de la producción de recursos convencionales y renovables en el corto y mediano plazo, mientras continúa el desarrollo de los no convencionales, los que darán máximo rédito en el largo plazo, pensando principalmente en el potencial de Vaca Muerta y en otros grandes yacimientos de *shale* ubicados en la República Argentina.

Por todo lo anterior, la evolución de corto plazo de la industria global de P&G estará más relacionada con la acumulación y consumos de stocks, y con las expectativas que el mercado concentre sobre la consistencia de estas tendencias en el tiempo, las que serán cruciales para afectar las variables más sensibles como son la inversión, la producción y los precios del sector. En materia local debemos adicionar las buenas perspectivas de desarrollo que se esperan y se anuncian para los recursos hidrocarburíferos no convencionales y el de los recursos renovables que también forman parte de la matriz energética nacional.-

Referencias

BUSINESS MONITOR INTERNATIONAL (BMI), *“Argentina: Oil and Gas Report”*. Varios trimestres. 2015-2016.

CADER, *“Energías Renovables, ¿por qué debería ser prioritario el objetivo del 8% al 2016?”*, CADER (2014).

EIA, *“World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 regions outside United States”*, Abril del 2011.

EIA, *“Annual Energy Outlook 2015 with projections to 2040”*, U.S Energy Information Administration, Abril del 2015.

EIA - ARI, *“World Shale Gas and Shale Oil Resources assessment: Energy Information Administration-Advanced Resources International”*, Junio del 2013.

EL CRONISTA, *“Vaca Muerta atrajo U\$S 15.000 millones en los últimos cuatro años”*. El Cronista, 9 de diciembre de 2015.

EL CRONISTA, *“La demanda de petróleo llegará a su pico en 15 años”*. El Cronista, 9 de noviembre de 2016.

KPMG, *“Encuesta de Energías Renovables 2014”*, KPMG Argentina (2014).

KPMG, *“Cuatro temas relevantes de la industria del petróleo y el gas para el 2015”*, KPMG Argentina (2015).

LEYBA, C., *“La cuestión del gas”*. 2015.

TELAM, *“YPF anunció una baja en costo de producción de Vaca Muerta a U\$S10 millones por pozo”*, Agencia TELAM, 13 de septiembre de 2016.

TELAM, *“Las petroleras reducen costos para convivir con bajos precios del crudo”*. Agencia TELAM, 9 de octubre de 2016.

YPF, *“Hacemos realidad el potencial energético de la Argentina”*, 2015.

Autores

Diego Calvetti

Socio Líder de Petróleo y Gas

KPMG Argentina

T +54 11 4316 5644

E rcalvetti@kpmg.com.ar

Matías Cano

Gerente de Mercados

KPMG Argentina

T +54 11 4316 5817

E mcano@kpmg.com.ar

Contactos

Néstor García

Socio Líder de Energía y Recursos Naturales

KPMG Argentina

T: +54 11 4316 5870

E: ngarcia@kpmg.com.ar

Diego Calvetti

Socio Líder de Petróleo y Gas

KPMG Argentina

T +54 11 4316 5644

E rcalvetti@kpmg.com.ar

kpmg.com.ar



[@KPMGArgentina](https://twitter.com/KPMGArgentina)



[KPMG Argentina](https://www.linkedin.com/company/kpmg-argentina)



[KPMG Argentina](https://www.youtube.com/channel/UCkPMGArgentina)



[KPMG AR Talentos](https://www.facebook.com/KPMGAR Talentos)

La información aquí contenida es de naturaleza general y no tiene el propósito de abordar las circunstancias de ningún individuo o entidad en particular. Aunque procuramos proveer información correcta y oportuna, no puede haber garantía de que dicha información sea correcta en la fecha que se reciba o que continuará siendo correcta en el futuro. No se deben tomar medidas en base a dicha información sin el debido asesoramiento profesional después de un estudio detallado de la situación en particular.

© 2016 KPMG, una sociedad civil argentina y firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative (“KPMG International”), una entidad suiza. Derechos reservados.