



# Cuatro temas relevantes de la industria del petróleo y el gas para el 2015

[enr-kpmg.com.ar](http://enr-kpmg.com.ar) | [kpmg.com.ar](http://kpmg.com.ar)



# Introducción

El ciclo de crecimiento del precio internacional de los bienes primarios, que tuvo sus inicios en el año 2003 y que comenzó a anunciar su fin durante la última crisis financiera internacional (2008-2009), puso a los *commodities* en el centro de la escena como así también a los países productores y exportadores de estos bienes. Los *commodities* energéticos, en conjunto con la soja y algunos minerales, fueron los bienes que mayores incrementos experimentaron en sus precios durante gran parte de la década que cubrieron los años 2003 a 2013. Claros ejemplos lo conforman el petróleo, cuyo precio registró un aumento del 260% acumulado, el gas natural (122%), el carbón (162%), el oro (288%) y el cobre (312%).

Gran parte de este ciclo de incrementos estuvo explicado por la presión ejercida por el crecimiento de las principales economías emergentes sobre la demanda internacional de insumos. Este crecimiento ha funcionado como un motor de impulso para los precios de la mayoría de los *commodities* que se tranzan en los mercados internacionales, lo que queda reflejado en las estadísticas sobre variaciones en los precios del petróleo, el gas y el carbón, y las referidas a las importaciones efectuadas por estos países. En el caso de China, tal vez el más emblemático, las estadísticas muestran la existencia de una elevada correlación (positiva), lo que queda demostrado por el co-movimiento armónico de las variables a lo largo de todo el período expuesto (ver Figura 1), y que debe interpretarse como la gran incidencia de este país y sus importaciones sobre el precio de los *commodities*<sup>1</sup>.

No obstante, las tasas de crecimiento del gigante asiático han ido menguando en el último tiempo pasando de una media anual del 10% entre 2000 y 2009 a otra del 8% en el quinquenio 2010-2014. De hecho, el Fondo Monetario Internacional (FMI) estima que el crecimiento proyectado de este país no superará el 7% anual promedio de aquí hacia el 2020.

La morigeración del crecimiento económico del gigante asiático y del resto de las economías emergentes ha producido el efecto inverso sobre los precios de los principales *commodities* a aquel que los impulsó a partir del 2003, generando un exceso gradual en la oferta, afectando el *status quo* y las expectativas futuras de empresarios e inversores por igual.

Es claro que en este nuevo contexto, tanto en el que tuvo lugar a partir del 2003, con la inauguración del ciclo de crecimiento de los precios internacionales, como en el actual de precios deprimidos, la Argentina ha jugado un rol central.

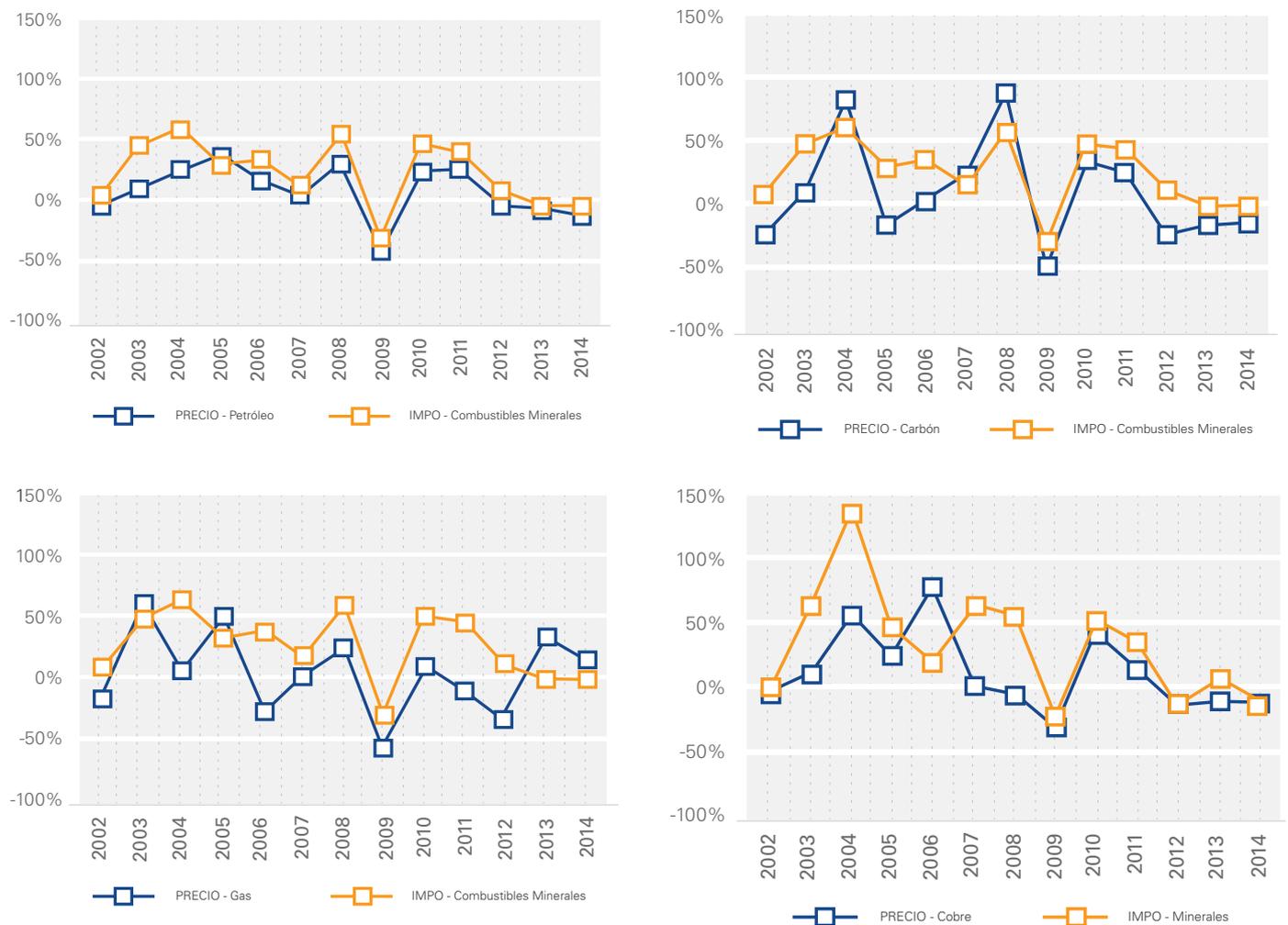
---

<sup>1</sup> China es uno de los principales importadores a nivel global (en 2014 importó un 14% del total exportado por el mundo) y uno de los más importantes demandantes en los mercados de oleaginosas (con una participación de alrededor del 46%), minerales (60%) y combustibles (10%).



**FIGURA 1**  
**PRECIOS DE *COMMODITIES* ENERGÉTICOS/MINERALES**  
**Y DEMANDA DE IMPORTACION DE CHINA: CORRELACIÓN.**

(En variaciones porcentuales)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de INTRACEN (COMTRADE) y Banco Mundial (2015)



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 atado históricamente a los vaivenes externos, Argentina experimentó un crecimiento de pocos precedentes en la década que cubren los años 2003 a 2012, con caídas en el 2009, debido a los efectos de la crisis internacional, y en los últimos dos años (2013 y 2014). Durante los primeros cinco años el incremento en los precios de los primarios se tradujo en un aumento proporcional de los términos del intercambio generando, en conjunto a un tipo de cambio retrasado y precios domésticos estables, una ventaja competitiva en los mercados internacionales que mejoraron sustancialmente las exportaciones argentinas de bienes primarios y el balance comercial, situación que aportó un incremento constante en la reservas internacionales.

Sin embargo, otros sucesos de orden interno y externo que se desarrollaron durante igual período pero con más ímpetu en los últimos años atentaron contra esta bonanza. La falta de inversión, producto de una capacidad instalada en desuso durante gran parte de los '90 y de la que comenzó a carecerse durante los primeros años del nuevo siglo luego de la reactivación industrial, en conjunto con un modelo económico de crecimiento apoyado fuertemente en el consumo, retrajeron la oferta generando un aumento ostensible en los precios domésticos. A ello, debe sumarse la fuerte devaluación que tuvo lugar en el 2014, resultado de las presiones sobre la demanda interna de divisas, la falta de confianza local y la pérdida del valor adquisitivo de la moneda; y, en conjunto con el desaceleramiento en el crecimiento de los países emergentes y una notoria y constante caída en las exportaciones nacionales, la aparición de un importante déficit energético agravado por el ya citado desplome de los precios de los *commodities*, que retrajeron los ingresos de divisas provenientes del agro pero que, al mismo tiempo, beneficiaron al país abaratando la importación de energía.

No obstante, hay un hito particular relacionado a la industria del petróleo y el gas que debe destacarse. Argentina dejó de ser un país exportador neto de energía en el año 2011. Este hecho estuvo explicado por una caída significativa en 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 generaban las políticas aplicadas a la oferta (precios no rentables e incertidumbre que retrajeron inversiones) y la demanda (tarifas subsidiadas que promovían un consumo desmedido). Luego del 2011, y a raíz de estos eventos, Argentina pasa a ser un importador de gas y energía eléctrica, lo que ha deteriorado su balanza comercial debiendo destinar gran parte del ingreso de divisas por exportaciones a la compra de energía a países de la región como Bolivia, Uruguay y Paraguay, y extra-regionales tales los casos de Qatar y Trinidad y Tobago.

Con este cuadro de situación, la evolución que experimente de aquí en más la industria del petróleo y el gas (P&G), tanto a nivel nacional como internacional, y los issues que ésta enfrente en 2015, resultan cruciales para entender el futuro de la industria y, en parte, de la economía argentina.

En términos generales puede decirse que el estancamiento en el crecimiento de los países emergentes y sus efectos sobre los precios de los *commodities*, con la inestabilidad resultante entre oferta y demanda, es en uno de los principales temas que enfrentará el sector en esta segunda mitad del año aunque no el único. A ello, deberían agregarse los siguientes: a) la incidencia de los recursos no convencionales y sus efectos en el nuevo contexto, b) la evolución de la productividad puertas adentro, y c) la importancia de los recursos renovables.

## 1. El desplome de los precios internacionales

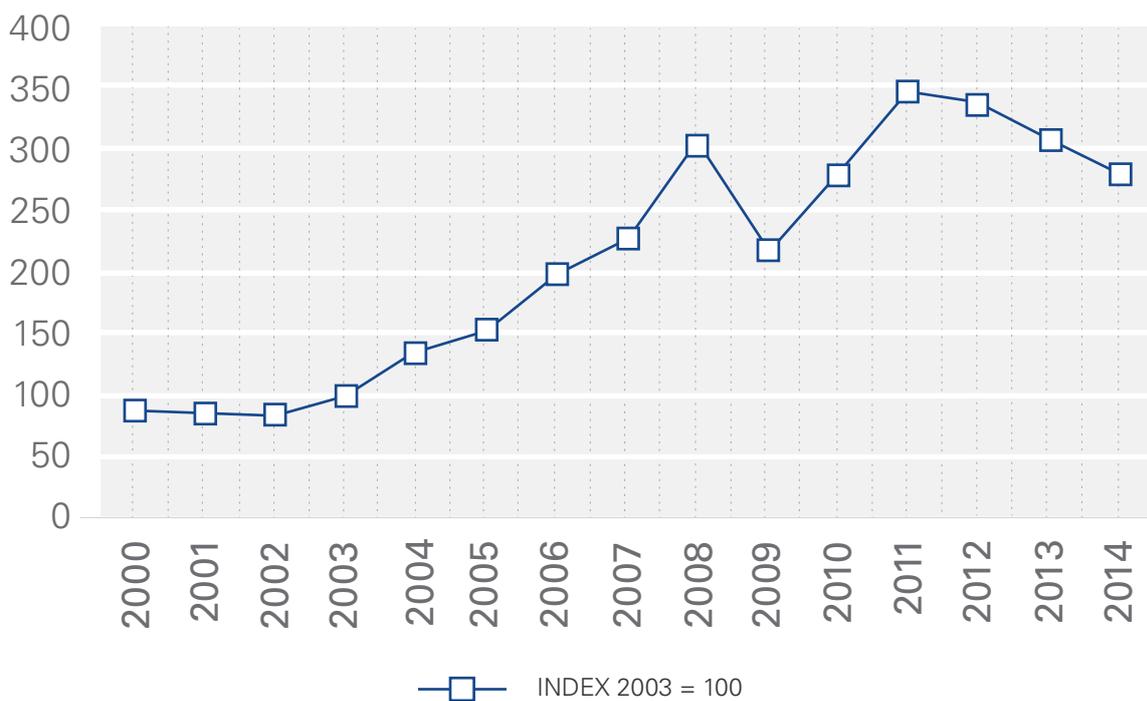
La reciente desaceleración y posterior caída en el nivel de los precios internacionales de los principales *commodities* conforma uno de los hitos que más han afectado a la industria del petróleo y el gas en el último tiempo. Luego de un período de cierta estabilidad de crecimiento entre los años 2003 y 2011 (sin contar la caída experimentada en 2009 debido a la crisis financiera internacional), el precio promedio del petróleo<sup>2</sup> alcanzó una meseta en el año 2012 (alrededor de U\$S 100 el barril) para luego caer en los primeros meses del 2015 a un valor de entre los U\$S 50 y U\$S 60 el barril. Algo parecido ocurrió con el precio

del gas que, a pesar de haberse recuperado luego del 2009, cayó a fines del 2014 a una media de U\$S 7,21<sup>3</sup> (por MMBTU)<sup>4</sup>. Este comportamiento se repitió con el resto de los *commodities*: el del carbón, pasó de un máximo de U\$S 123 por tonelada métrica en 2008 a U\$S 70 en 2014; la soja, pasó de un máximo de U\$S 591 la tonelada en 2012 a U\$S 491 en 2014; y el cobre, alcanzó en 2011 un máximo de U\$S 8.800 la tonelada, bajando luego a U\$S 6.800 la tonelada a fines de 2011 (ver Figura 2).

**FIGURA 2**

**EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS PRINCIPALES *COMMODITIES* (Petróleo, gas, carbón y soja).**

(Promedio del Índice 100 = 2003, US\$ por unidad)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Mundial, 2015.

<sup>2</sup>El que resulta de promediar los observados para el Brent, el Dubai y el WTI.

<sup>3</sup>Es el precio que surge de promediar los referidos al gas natural de EE.UU y de Europa.

<sup>4</sup>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.

En Argentina, la caída de los precios de los hidrocarburos ha puesto en un estado expectante a trascendentes proyectos como el de Vaca Muerta, destinado a la exploración y explotación de recursos no convencionales (*shale*). El acuerdo YPF-Chevron para producir hidrocarburos no convencionales (el convenio más importante registrado en la industria y que implica una inversión de US\$ 15.000 millones) estimó un precio medio de entre US\$ 80 y US\$ 100 el barril. Teniendo en cuenta estas proyecciones, las que se utilizaron para justificar inversiones y estimar la rentabilidad del proyecto, y la tendencia descendente del precio del petróleo y el gas durante el último año, es lógico que Vaca Muerta, como otros yacimientos (tales los casos de Los Molles, el Golfo de San Jorge, o Chaco) puedan ser demorados en su desarrollo. Sin embargo, el potencial de la Argentina en lo que respecta a este recurso sigue traccionando la atención de las principales empresas mundiales. Prueba de ello es el anuncio realizado el 15 de julio del 2015 por el gobernador de Neuquén, Jorge Sapag, acerca de que YPF, PAE y la alemana Wintershall han comprometido inversiones por US\$ 30.000 millones al desarrollo de las concesiones Bandurria Sur, Centro y Norte.

Para sostener las expectativas del sector de P&G, el Gobierno argentino implementó durante 2014 acuerdos de precios con los productores, una reducción de hasta el 20% en las alícuotas del impuesto a la transferencia de combustibles, una baja de las retenciones a las exportaciones, y la implementación de un subsidio a la producción petrolera. De esta manera, las autoridades oficiales aspiran a compensar las pérdidas que la industria podría registrar a raíz de las caídas en los precios internacionales, haciendo que estas políticas de fomento funcionen como mecanismos de retención de las inversiones petroleras y buscando, al menos en el mediano plazo, revertir la tendencia negativa en la producción nacional de hidrocarburos y el déficit en la cuenta de energía.

## 2. Solución con los 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.

Como puede apreciarse en la **Figura 3**, 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 barriles por día a superar los 2 millones. Durante el año 2014, EE.UU produjo una media de 4 millones de barriles diarios de *shale-oil* y en 2015 esa cifra se estima superará los 4,7 millones. Respecto a la producción total de petróleo, este recurso representa alrededor del 50% y, según estadísticas y proyecciones de la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA), se espera que esta tendencia continúe hacia el 2020, aunque a una tasa decreciente.

Teniendo en cuenta las posibles crisis energéticas que el mundo deberá enfrentar en un futuro no lejano y las tendencias pasadas en el precio del P&G, los hidrocarburos no convencionales representan una clara solución para aquellos países que han reducido sensiblemente sus reservas convencionales probadas (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).

**FIGURA 3**  
EE.UU.: PRODUCCIÓN DE *SHALE-OIL*

(En millones de barriles/día)



**Nota:** La producción de petróleo para el período 2015-2020 es estimada por el EIA.

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de EIA, 2015.

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 M<sup>3</sup> de gas y cerca de 27.000 millones de barriles de petróleo, es un hecho de suma importancia para el futuro energético del país que lo ubica como uno de los que tiene mayor potencial de producción. Según puede extraerse de los informes generados por la EIA elaborados entre 2011 y 2013<sup>5</sup> la Argentina se destaca como el tercer productor potencial de recursos no convencionales del mundo, detrás de China y los Estados Unidos. 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.

No obstante, 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 la reciente caída en los niveles actuales y esperados de los precios internacionales.

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 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, tales los casos de Chevron, Total, Petrobras, Shell, Pluspetrol, Madalena Energy, Pan American Energy, British Petroleum y CNOOC (China National Offshore Oil Corporation), entre las más importantes.

En este contexto económico, financiero y energético, Argentina necesita imperiosamente mejorar el desempeño del sector 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

<sup>5</sup> 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).

recursos no convencionales opera como un importante aliciente que llevó al Gobierno Nacional a sancionar la nueva ley de hidrocarburos<sup>6</sup>. Asimismo, desde la nacionalización de YPF en 2012, se han implementado otros mecanismos de fomento a la inversión y a la producción como, por ejemplo, la mejora en el precio del gas en boca de pozo y, aunque malograda, una estrategia de quita de subsidios para el consumo de gas y electricidad de uso comercial 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, la reciente caída en los precios de los *commodities* energéticos, explicada en parte por el incremento en la producción de gas y petróleo no convencional de EE.UU (país que, se estima, alcanzará el autoabastecimiento energético en el mediano plazo) y por un menor dinamismo de la demanda (China ha presionado menos sobre ésta en los últimos años), están jugando en contra de las perspectivas de desarrollo del sector, principalmente sobre las inversiones destinadas a proyectos no convencionales. A raíz de estos “inconvenientes”, el Gobierno argentino dispuso recientemente, entre otras medidas, la reducción de las retenciones a las exportaciones de estos recursos como paliativo para garantizar tanto la rentabilidad del sector y sus inversiones como para proteger los proyectos destinados a yacimientos no convencionales.

A pesar de los retrasos al desarrollo del sector que pudieran generar estos eventos ligados a la coyuntura externa es importante aclarar que, más allá de sus efectos negativos, la caída en los precios internacionales de los energéticos ayuda en parte a la balanza comercial del país impactando positivamente sobre las reservas y las presiones al tipo de cambio, en un contexto de caída de las exportaciones y elevado nivel de importaciones. No obstante ello, también resulta imperativo diversificar más la matriz energética dando mayor participación y desarrollo a las energías renovables, generando un ambiente de negocios previsible, fomentando el desarrollo de los biocombustibles, corrigiendo las fallas del mercado, y reduciendo gradualmente la estructura de subsidios a las tarifas sobre el consumo.

### 3. Aumentar la producción

A pesar de lo observado con los precios internacionales y del impacto que éstos tienen sobre la rentabilidad esperada de los proyectos iniciados, los costos de producción y operación no han caído con la misma velocidad<sup>7</sup>, traduciéndose esto en 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 los '90 debido al desfase generado por las políticas asimétricas aplicadas a la oferta (precios no rentables e incertidumbre) y a la demanda (tarifas subsidiadas que han promovido un consumo desmedido), lo que retrajo de manera significativa la inversión y generó un círculo vicioso 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 los '80<sup>8</sup>.

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 a la compra de esos bienes. Puertas adentro del sector, la productividad, representada en la Figura 4 en formato de índice, se desmoronó en sintonía con la inversión durante igual período de tiempo.

Como puede apreciarse, la productividad laboral del sector, que es una medida de qué cantidad de un bien produce cada unidad empleada, comenzó a estabilizarse luego de 1998 para iniciar su declive a partir del 2003. Durante los años que siguieron, la falta de incentivos fue incluso mayor a las señales provenientes de los mercados externos que brindaban una oportunidad. Esto es el empuje de los países emergentes sobre la demanda internacional de factores y el subsecuente ciclo de incrementos 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). Asimismo, la baja en los niveles de productividad y su tendencia auspiciaban caídas significativas en los retornos de cualquier proyecto, lo que contribuyó al retroceso de la inversión y a la atomización de un sector que, con cuantiosas reservas naturales por explotar, no encontraba las condiciones económicas y financieras que justificaran su desarrollo.

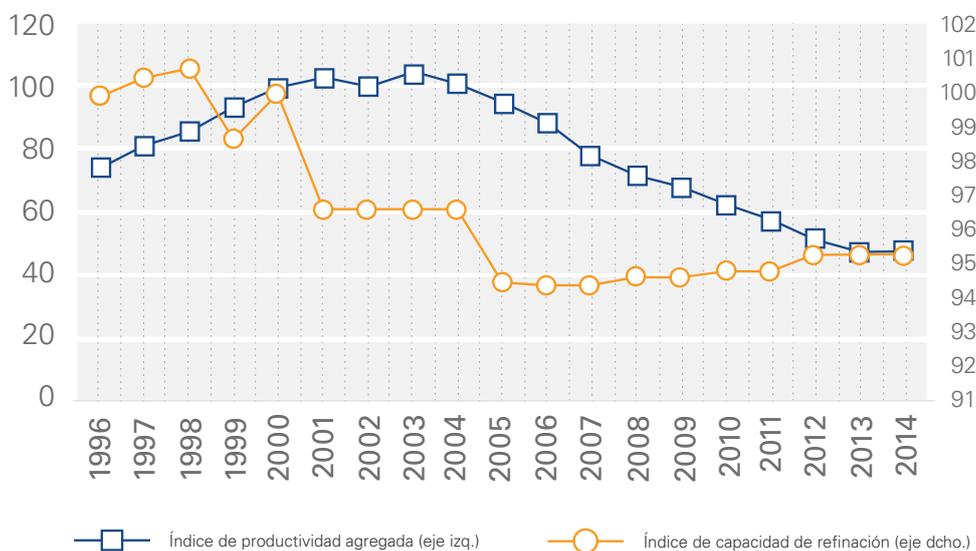
<sup>6</sup>En líneas generales la modificación a ley de hidrocarburos N° 17.319 (o Ley N° 27.007 del 2014) extiende las concesiones (en particular para aquellos que exploten yacimientos no convencionales), mantiene las regalías que deben abonar las empresas, fomenta la inversión, y convierte en ley 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 US\$ 250 millones.

<sup>7</sup>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).

<sup>8</sup>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.

**FIGURA 4**  
**EVOLUCIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD Y LA CAPACIDAD DE REFINACIÓN.**

(Índice 100 = 2000)



**Nota:** el índice de productividad agregada surge de promediar los índices de productividad del petróleo y el gas, los cuales son obtenidos dividiendo el total de barriles de petróleo y los metros cúbicos de gas producidos al año por la cantidad de empleados registrados en la rama extracción de petróleo crudo y gas natural del CIU (tomando como base al año 2000). Debido a la falta de información más precisa, se utiliza la capacidad de refinación como proxy de la inversión del sector<sup>9</sup>.

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del U.S. Energy Information Administration y Business Monitor International, Oil and Gas Report Q2 2015.

De hecho, la inversión, que en la figura anterior es aproximada por la capacidad instalada de refinación local (también convertida en índice, 2000 = 100), fue deteriorándose de manera progresiva durante todo el período analizado. En los últimos años, la capacidad se ha estabilizado alrededor de los 630 mil barriles al día y el uso efectivo en un 83%. Como prevén las estadísticas recabadas y las proyecciones estimadas por el Business Monitor International (BMI) y la Agencia de Información de Energía de los EE.UU. (EIA), no se esperan, a la luz de los datos, mayores cambios futuros en la inversión destinada a incrementar la capacidad para la refinación, pero sí un aumento gradual en su uso, el cual estiman alcanzará el 100% luego del 2020. No obstante, el descubrimiento de formaciones de petróleo y gas no convencional ha revitalizado al sector que pretende reposicionarse en el mundo buscando replicar la experiencia de los EE.UU. y alcanzar en el largo plazo, al mismo tiempo, el tan deseado autoabastecimiento energético.

Con el fin del período de bonanza proveniente de la coyuntura externa, el decaimiento en el crecimiento de las economías emergentes y las presiones a la baja en los precios de los bienes energéticos, el contexto futuro tendrá más que ver con lo que sucede actualmente que con el pasado, es decir, con precios deprimidos y una demanda internacional más estable, lo que atenta claramente contra el desarrollo de sectores que dependen crucialmente de éstos factores. No obstante, y como se ha mencionado, Argentina, luego de la nacionalización de YPF en el año 2012, está implementando una batería de políticas que buscan fomentar la inversión y la producción de hidrocarburos en un contexto menos propicio **(ver Tabla 1)**

<sup>9</sup>Según un informe de la Secretaría de Política Económica del Ministerio de Economía de la Nación del 2011 alrededor del 86% del petróleo extraído termina en la refinación (el resto se exporta como crudo).



**TABLA 1**  
CINCO POLITICAS DE FOMENTO A LA INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN.

POLÍTICA	OBJETIVO
PRECIO DE US\$ 7,5 POR MMBTU PARA GAS NUEVO	Producción de gas
LEY DE HIDROCARBUROS N° 27.007	Producción de no convencionales
TRANSFORMACIÓN EN LEY DEL DECRETO 929/2013	Promoción de la inversión
CREACIÓN DE LA PRIMERA ÁREA NC POR 35 AÑOS (NEUQUÉN)	Producción de no convencionales
ACUERDOS DE PRECIO (US\$ 63/77 POR BARRIL) E INCENTIVOS AL PETRÓLEO (US\$ 2/3 POR MANTENER/AUMENTAR LA PRODUCCIÓN)	Promoción en la inversión y producción de petróleo

**Fuente:** elaboración propia sobre la base de YPF, 2015.

Si bien parte de estas iniciativas ya han sido comentadas en otras secciones de este informe es importante destacar que la naturaleza de su concepción no es otra más que la promoción de la producción doméstica de hidrocarburos. La primera iniciativa, además de ser coherente con los recursos existentes, busca estimular la producción de gas dentro de las fronteras del país con el objetivo de reducir las importaciones, dejando atrás las políticas nacionales de precios deprimidos que supieron deteriorar la rentabilidad del sector. La modificación a la vieja Ley de Hidrocarburos (N° 27.007), aprobada en 2014, tiene, entre otros fines, el objetivo de facilitar y fomentar la producción de P&G no convencional (ver nota al pie N° 6), al tiempo que convierte en ley el Decreto N° 929 del 2013 sobre promoción de inversiones. A la par de estas iniciativas, se han celebrado acuerdos de explotación para la producción de *shale* en las formaciones Vaca Muerta y Los Molles en Neuquén; y de precios para promover el desarrollo del sector en una coyuntura desfavorable.

Si estas políticas son exitosas y la Argentina logra encauzar en los próximos años la producción y el dinamismo característico de la industria de P&G, mejorando los niveles de inversión y productividad, los beneficios en el mediano plazo serán significativos ya que este sector resulta determinante para el resto de las actividades económicas. Asimismo, el país podrá permitirse sanear las cuentas comerciales y el actual déficit energético, iniciar el camino hacia el autoabastecimiento y disfrutar, en el mediano a largo plazo, del derrame tecnológico y de conocimientos que este sector es capaz de generar.

## 4. La sustitución por 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, resulta preocupante la cantidad de CO<sup>2</sup> (dióxido de carbono) que nuestra civilización ha estado arrojando hacia la atmósfera al quemar este tipo de combustibles y los efectos nocivos al medioambiente que se producen. Según estadísticas de la EIA, en los últimos 35 años el mundo ha aumentado un 75% las emisiones de CO<sub>2</sub> debido al quemado de combustibles fósiles, y la Argentina lo ha hecho en un 97% en igual período<sup>10</sup> (1980 - 2014). A la par de estos aumentos, que se encuentran inscriptos dentro de una tendencia global que incide en el calentamiento global, los países han incrementado su dependencia de estos combustibles contaminantes en su matriz energética, retrasando de manera indefinida los acuerdos internacionales que buscan una mayor participación de los renovables en el mix de fuentes de energía. En ese sentido, la reciente explotación de hidrocarburos no convencionales y el descubrimiento de que éstos serían cuantiosos en muchos países, ha colaborado de manera sustancial a ese retraso aumentando la brecha de precios y el costo de oportunidad en el uso de unas y otras fuentes (es decir, entre fósiles y renovables).

A pesar de ello, son muchos los países comprometidos con la reducción en el uso de los fósiles y su reemplazo por una energía renovable y más limpia. Si bien Argentina se encuentra entre estos países, no ha logrado, a las claras, reducir la incidencia del petróleo en su matriz energética<sup>11</sup>.

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 destaca 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<sup>12</sup>, 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.

Pero los resultados han sido magros. Según un estudio realizado por KPMG Argentina<sup>13</sup> en 2014, solo el 2% de la energía eléctrica producida tiene origen en fuentes renovables, por lo que resulta improbable que se alcance la meta fijada por la Ley en 2016. Entre las principales causas que explican este flaco desempeño se encuentran la falta de financiamiento y la debilidad del marco regulatorio, el cual, según los expertos, requiere de una actualización que estaría por materializarse con la denominada Ley Guinle<sup>14</sup>.

<sup>10</sup> Siendo la Industria, el transporte y la generación de electricidad los ramos que más contribuyen al aumento de esas emisiones.

<sup>11</sup> 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 2013, en tanto, la incidencia del gas natural pasó al 53%, la del petróleo al 33% y la de otros factores al 14%. Dentro de los últimos, se ubican la energía hidráulica (4%), la energía nuclear (2%), el Bagazo (1%), el Aceite (3%), el carbón (2%), la leña (1%) y otros (1%).

<sup>12</sup> La Nación, "¿Por qué Argentina tiene que alcanzar el objetivo del 8% en renovables?" (11/04/2014).

<sup>13</sup> "Encuesta de Energías Renovables 2014", KPMG Argentina.

<sup>14</sup> Proyecto de Ley: "Fuentes renovables de energía en la generación eléctrica – Régimen nacional de fomento 2014-2015" (Marzo 2014).

## 5. Consideraciones finales

El incremento experimentado por los precios de los commodities energéticos durante la última década debió funcionar como un aliciente a la producción de hidrocarburos nacionales y modificar la realidad de un sector que, lejos de evidenciar estos cambios, fue experimentando caídas importantes en su desempeño debido a políticas locales que privilegiaron el consumo interno y desalentaron la inversión. 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 el boom que viene dándose en el mundo en materia de exploración y explotación de recursos no convencionales y el país es uno de los cinco con mayores reservas (no probadas) según la EIA. Como ya se ha mencionado, el Gobierno argentino ha articulado políticas y acuerdos con empresas extranjeras con el objetivo de crear un ambiente más propicio para el crecimiento de la industria. Por otra parte, el desarrollo de los combustibles renovables indispensables para diversificar la matriz y contribuir a revertir el cambio climático, ha sido aplazado en pos de la generación de mayores cantidades de combustibles fósiles que permitan solventar las necesidades locales de energía y eliminar la importación que, entre 2013 y 2014, ha representado alrededor del 15% de las totales. Por lo anterior, resulta claro que durante 2015 y años venideros la industria del petróleo y gas será clave en el desarrollo local, siempre que puedan sortearse algunos inconvenientes surgidos recientemente, especialmente en el escenario global.

A lo largo de este informe se hizo un repaso de los principales temas que enfrenta la industria del petróleo y el gas de la Argentina tanto en el presente 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 temas deberían ser abordados e incluidos en la agenda: 1) las necesidades 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, y 7) un análisis pormenorizado de la formación de precios.

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 redituará en un futuro. En segundo lugar, porque, según EIA, aún quedarían por explotar en nuestro país más de 2500 millones de barriles de petróleo y alrededor de 370.000 millones de M<sup>3</sup> de gas en reservorios probados convencionales, y 2200 millones de barriles de petróleo y 1217 miles de millones de M<sup>3</sup> 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. ■

## 6. Referencias

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 - ARI, "World Shale Gas and Shale Oil Resources assessment: Energy Information Administration-Advanced Resources International"; Junio del 2013.

KPMG, "Encuesta de Energías Renovables 2014"; KPMG Argentina (2014).

SECRETARIA DE POLÍTICA ECONÓMICA, "Complejo de Petróleo y Gas. Serie Producción Regional por Complejos Productivos"; Ministerio de Economía de la Nación, 2011.

YPF, "Hacemos realidad el potencial energético de la Argentina"; 2015.

.....

Por:

**NESTOR GARCÍA**

Socio Líder de Energía y Recursos Naturales

**MATÍAS CANO**

Gerente de Mercados y Business Intelligence

[kpmg.com.ar](http://kpmg.com.ar)



**Contacto:**

**Néstor García**

**Socio líder de Energía y Recursos Naturales**

+5411 4316-5870

[nrgarcia@kpmg.com.ar](mailto:nrgarcia@kpmg.com.ar)

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.

© 2015 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. Tanto KPMG, el logotipo de KPMG como "cutting through complexity" son marcas comerciales registradas de KPMG International Cooperative ("KPMG International"). Derechos reservados. Diseñado por el equipo de Servicios Creativos - Marketing y Comunicaciones - Argentina.