

# Gas Natural No Convencional en la Argentina: Situación actual, obstáculos e impacto potencial.

Carlos A. Romero<sup>1</sup> y María Priscila Ramos<sup>2</sup>

## Abstract

The objective of this paper is to describe the technological characteristics of the production of unconventional natural gas, the impact that the increase in its supply would have, the obstacles that limit it and the policy alternatives that would contribute to the large-scale development of Vaca Muerta. The main limitation for the development of Vaca Muerta is the demand for domestic and international Natural Gas. Due to issues of energy efficiency and maturity and the degree of coverage, there is little room to expand domestic demand, except with explicit policies in the transport sector and the replacement of other energy sources in the industry. In this context, international demand is key, and its increase is expected, particularly from East Asia, but also greater competition from other producers. In this context, taking advantage of the impact that Vaca Muerta would have on the GDP, of about one third of annual growth point, and on the external accounts, being able to have in the future energy trade surplus, requires the implementation and coordination of various sectoral policies

## Resumen

El objetivo del presente trabajo es describir las características tecnológicas de la producción de gas natural no convencional, el impacto que tendría el aumento de su oferta, los obstáculos que la limitan y las alternativas de política que contribuirían al desarrollo en gran escala de Vaca Muerta. La principal limitante para el desarrollo de Vaca Muerta es la demanda de Gas Natural doméstica e internacional. Por cuestiones de eficiencia energética y madurez y grado de cobertura existente hay poco espacio para expandir la demanda doméstica, salvo con políticas explícitas en el sector de transporte y por la sustitución de otros energéticos en la industria. En este contexto, la demanda internacional es clave, se prevé un aumento de ésta, en particular del este asiático, pero también mayor competencia de otros productores. En este contexto, aprovechar el impacto que tendría Vaca Muerta sobre el PBI, de alrededor de un tercio de punto anual de crecimiento, y sobre las cuentas externas, pudiendo llegar a tener en el futuro superávit comercial energético, requiere la implementación y coordinación de diversas políticas sectoriales.

**Keywords:** Energy economics, Shale gas.

**JEL Codes:** Q35, Q41.

---

<sup>1</sup> CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política de Buenos Aires. Buenos Aires, Argentina. Email: [carlos.adrian.romero@gmail.com](mailto:carlos.adrian.romero@gmail.com)

<sup>2</sup> CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política de Buenos Aires. Buenos Aires, Argentina. Email: [ramosmariapriscula@gmail.com](mailto:ramosmariapriscula@gmail.com)

## 1 Introducción

La oferta y la demanda mundial de energía están enfrentando profundos cambios. El aumento de las fuentes alternativas y el uso eficiente de la energía, las fuentes tradicionales principalmente fósiles observan una caída relativa en el balance energético. En este contexto, la aparición de reservas de gas no convencional y de tecnologías que permiten su recuperación, ha dado lugar a lo que se denomina la revolución o el boom del gas. Las reservas probadas de gas han crecido 57% entre 2014 y 1994, de las cuales su mayoría son no convencionales (BP, 2015). Con respecto a la producción, se estima que hacia 2030 un tercio de la producción de gas sea no convencional (Gracceva y Zeniewski, 2014).

Hay más de 100 cuencas de gas no convencionales técnicamente recuperables, dispersas en 42 países (Advanced Resources International, 2013). Argentina se ubica entre los países con mayores reservas recuperables de petróleo y gas<sup>3</sup>. El reservorio no convencional que conforma la formación Vaca Muerta (VM) es el más importante, ubicado en la Cuenca Neuquina, con una superficie aproximada de 30 mil km<sup>2</sup>.

En el caso particular de VM, existe una escasa cantidad de evaluaciones del impacto económico global (Accenture, 2014; IAPG, 2015; Romero, Mastronardi y Vila Martínez, 2018). Estos trabajos destacan la presencia de efectos derrame entre regiones del país como consecuencia del desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en VM. Es así que tanto para la economía neuquina como para el resto de la Argentina, con impactos sobre sus respectivos PBG no son despreciables. Por otra parte, el desarrollo de VM está requiriendo determinadas calificaciones de la mano de obra por la introducción de nuevas tecnologías de producción (ej. la necesidad de importación de servicios de perforación y/o mantenimiento; desarrollo de proveedores), permitiendo también el desarrollo de industrias conexas (ej. insumos plásticos, fertilizantes, electricidad). Asimismo, hay que tener en cuenta posibles impactos ambientales, como los riesgos relacionados al recurso agua: consumo de agua, la contaminación de las aguas subterráneas, los riesgos sísmicos y los peligros por el uso de aditivos químicos.

Dada la amplitud de impactos, positivos y negativos, que puede acarrear el desarrollo de VM, es necesario tener conocimiento de la magnitud del impacto económico e identificar los principales sectores que se verán afectados. Este análisis permitirá analizar políticas públicas para: i) evitar cuellos de botella en los requerimientos de insumos de producción y equipos de perforación, por ejemplo, fomentando el desarrollo de proveedores nacionales, ii) alcanzar un desarrollo urbano planificado, iii) anticipar las necesidades de inversión en infraestructura para obtener mejores condiciones de financiamiento y iv) minimizar el impacto ambiental y la presión sobre los recursos naturales.

La producción de gas de VM requiere una atención particular, dado que se deben generar una serie de condiciones para su desarrollo (que no se requieren para el petróleo). Para alcanzar la demanda es preciso contar con obras de infraestructura: gasoductos troncales y de distribución local, plantas de licuefacción para la exportación de gas natural licuado (GNL) y plantas de regasificación para la importación (sobre todo en el pico invernal). Además, la propia demanda tendría que cambiar su configuración para sustituir otros energéticos (u otras presentaciones) por gas de red o GNL.

El objetivo del presente trabajo es entonces describir las características tecnológicas de la producción de gas natural no convencional, el impacto que tendría el aumento de su oferta, los obstáculos que la limitan y las alternativas de política que contribuirían al desarrollo en gran escala de VM.

---

<sup>3</sup> Hay varias estimaciones de reservas técnicas recuperables. Para EIA (2011) Argentina se encuentra en el segundo y cuarto puesto mundial de países con mayores recursos de *shale gas* y *shale oil*. Similarmente, Advanced Resources International (2013) ubica a la Argentina en tercer lugar y cuarto lugar. Wang et al (2016), que consideran la totalidad de recursos no convencionales (y no sólo shale) ubican a la Argentina en el octavo lugar en gas y en 20° en petróleo.

El trabajo se organiza de la siguiente manera. En la sección 2, se describen las características del sector de hidrocarburos de fuentes no convencionales, sus productos, la tecnología de extracción, la composición y el nivel de los costos y la evolución de la productividad. La sección 3 incluye la evolución de la oferta y la demanda total, su composición y el impacto del gas natural sobre el déficit comercial y el PBI. La sección 4 describe los principales obstáculos que enfrenta el desarrollo de VM. Por último, la sección 6, concluye y discute alternativas de políticas y/o promoción para el desarrollo de VM.

## 2 Descripción del producto y del sector

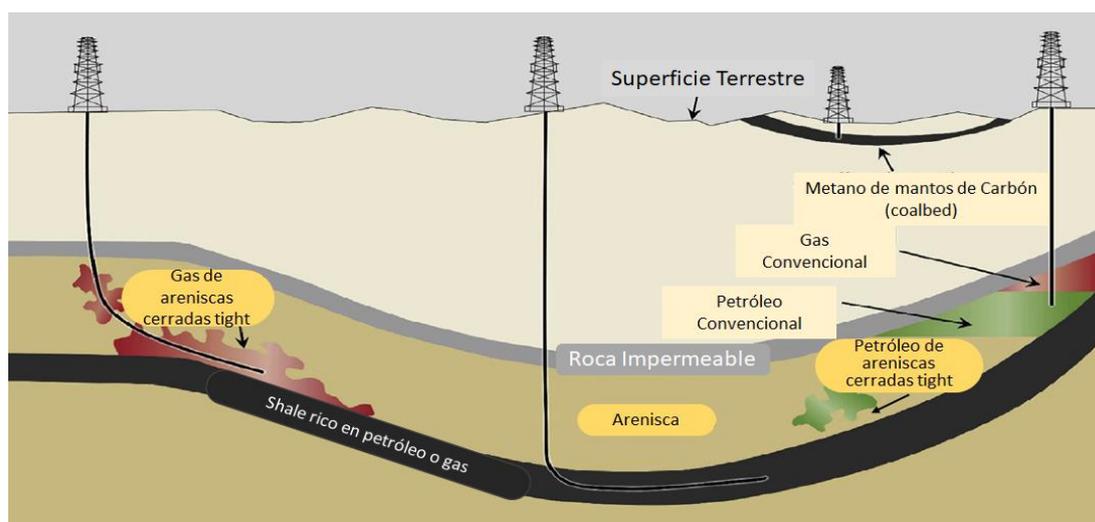
### 2.1 Características del producto

El gas natural es un combustible fósil derivado de organismos vivientes enterrados bajo la corteza terrestre. Con el paso del tiempo, el calor y la presión convierten a los organismos en gas y petróleo. El gas natural se clasifica en dos grandes grupos de acuerdo al reservorio en el que se encuentra y al método, costos y facilidad asociados a su extracción y producción. Estos grupos son el gas convencional y el gas no convencional.

Los reservorios de gas natural se definen como un espacio de almacenamiento originado, de forma natural, por capas de roca en lo profundo de la corteza terrestre, denominadas también rocas reservorio. Éstas son permeables y porosas, almacenan el gas en los poros y permiten que éste se mueva a través de membranas permeables. Para capturar el gas natural, la roca reservorio debe estar rodeada por una roca impermeable (o roca “sello”), de forma tal que se selle el área de almacenamiento y evitar fugas de gas. Las rocas reservorio son rocas sedimentarias como la arenisca, o la piedra caliza, con alta porosidad y permeabilidad, mientras que las rocas impermeables, como el *shale*, son las que sellan el área de almacenamiento (Zendeboudi y Bahadori, 2017).

De esta forma, luego de que el gas se forma en la roca generadora, parte de los hidrocarburos migra a rocas de reserva y queda en esos reservorios, sellados por las rocas sello, impermeables y no porosas. Éstos conforman los reservorios convencionales (en la Ilustración 1, se destaca el gas convencional en rojo y verde el petróleo convencional). Los hidrocarburos que se mantienen o quedan atrapados en la roca generadora, son los que se convierten en *shale gas* y *shale oil*, también denominados no convencionales.

Ilustración 1: Esquema de un reservorio de petróleo y gas



Fuente: Zendeboudi y Bahadori (2017)

Entonces, a diferencia del gas convencional, alojado en rocas porosas, el gas no convencional se encuentra en reservorios con muy baja permeabilidad y porosidad, por lo que

no pueden emplearse las técnicas convencionales de extracción. Su proceso de producción es más complejo y costoso, ya que las formaciones deben ser tratadas para incrementar su porosidad y permeabilidad. Estas formaciones también contienen fluidos que presentan una densidad y viscosidad muy distinta a la del agua (en general, mayor). Los reservorios de gas no convencional incluyen *shale gas*, *tight gas*, *coal bed methane* (CBM) e hidratos de metano.

El *shale gas* se encuentra aproximadamente a 1500-3000 metros de profundidad, en las rocas generadoras. Estas son usualmente rocas sedimentarias, arcillosas y ricas en materia orgánica, que han sufrido cambios debido al calor y la presión y se han transformado en roca laminada, de grano fino (roca *shale* o roca de esquisto) y prácticamente impermeable. En este caso, la roca actúa como generadora del gas y como reservorio (Ahmed y Meehan, 2016; Zendenboudi y Bahadori, 2017).

Los avances tecnológicos permitieron el acceso a los recursos no convencionales. El método más reconocido para la producción de *shale gas* es el fracturamiento hidráulico (o *fracking*), que es un proceso por el cual se abren fracturas en las rocas a través de la inyección de agua a elevada presión. Las fracturas se mantienen abiertas utilizando agentes de sostén, que son pequeñas partículas como la arena o el proppant.

En la producción de *shale* se siguen una serie de pasos. Se requiere, por un lado, la construcción de una calzada y de una base para la plataforma de perforación. En esta última se ubican los tanques de almacenamiento de agua y las áreas de carga y descarga de camiones (de agua, cañerías, control, etc.).

Por otro lado, para extraer el gas de las formaciones de *shale* deben utilizarse perforaciones horizontales. Se comienza perforando un pozo típico, con distintas secciones; al principio con un diámetro mayor, el cual se reduce a medida que avanza la perforación. Se reviste el pozo con una cubierta de tubería reforzada con acero en distintos diámetros, a fines de proteger el agua subterránea y de mantener la integridad del pozo. La cubierta (*casing*) es cementada.

Luego, se continúa la perforación hasta unos cientos de metros antes de la zona del *shale* objetivo, momento en el cual se instala una herramienta especial de perforación. Esta alcanza el plano horizontal y se perfora el pozo en ese plano. Cuando se completa la perforación, el equipo se retrae a la superficie y una cubierta de diámetro pequeño (cubierta de producción o *production casing*, en inglés) se instala a lo largo de todo el pozo. Se bombea cemento alrededor de la cubierta o carcasa de producción, para asegurarla. Luego de colocar las distintas capas de cobertura, se testea el pozo a presión para garantizar la continuidad de la perforación. Por los tubos de producción fluyen el gas producido y el agua.

Posteriormente, la cobertura de la parte horizontal del pozo es perforada, para permitir que los fluidos de fracturación puedan salir del pozo y llegar al *shale*, así como también que el flujo de *shale gas* pueda llegar al pozo. Pero aunque la cobertura del pozo esté perforada, solo una pequeña cantidad de gas natural fluye naturalmente al pozo. Debe formarse una fractura dentro de los depósitos de esquisto, de forma tal que el gas pueda salir de los poros no conectados, ubicados en la roca. Para lograr las fracturas se bombea el denominado fluido hidráulico dentro del pozo, a una alta presión. El fluido hidráulico se compone principalmente de agua (90,60%), proppant (8,96%), utilizado para mantener abiertas las fracturas; y el 0,44% restante por otras sustancias tales como ácido, reductores de fricción, agentes antibacteriales, anticorrosivos, etc. (Zendenboudi y Bahadori, 2017). La arena permanece en las fracturas de la piedra, evitando que se cierren una vez que la presión disminuye. Así, el *shale gas* puede fluir al pozo y es recolectado a través de tuberías de pequeño diámetro.

Cabe destacar que los pozos de *shale gas* declinan más rápidamente que los pozos de gas natural convencional. Una vez que la producción de los pozos deja de ser rentable, se retira la parte superior del pozo y éste es llenado con cemento para evitar la filtración de gas al aire. En 2016, la producción de *shale gas* en EEUU representaba casi el 40% de la

producción de gas natural total de EEUU (Zendenboudi y Bahadori, 2017). En la Argentina en 2018 alcanzó casi un 35% de la producción total.

## 2.2 Tecnología y productividad para el desarrollo de VM

Los costos de las actividades extractivas se encuentran dados en una gran proporción por costos de capital relacionados con la perforación de pozos y las instalaciones para aplicar tratamientos de desulfurización y separación de agua. Los costos operativos durante la explotación son relativamente bajos.

### 2.2.1 Servicios de extracción

Los costos correspondientes a la realización de pozos no convencionales (*tight* y *shale*) se pueden agrupar de la siguiente manera:

- Perforación: costos relacionados con la perforación. Incluye cemento, tuberías, equipos de perforación/*rigs* (47% del costo de un pozo de *shale*)<sup>4</sup>.
- Terminación de pozos: costos correspondientes a las fracturas. Incluye químicos, presión de bombeo, arenas, agua, y equipos (48% del costo de un pozo de *shale*).
- Otros equipos e instalaciones: preparación del sitio, construcción de carreteras, instalaciones para manejar fluidos de salida de la perforación, instalaciones para la separación y tratamiento de agua y líquidos del petróleo, desulfurización del gas (4% del costo de un pozo de *shale*).

Agua, equipos de perforación, arenas, servicios de perforación, tubulares y otros accesorios de perforación, químicos para fractura y bombeo a presión comprenden alrededor del 80% del total de los costos de un pozo.

Gomes y Brandt (2016) informan un CAPEX por pozo, promedio de *tight* y *shale* en VM, de 10 MMUSD para 2016 y también citan costos informados por YPF para 2015 de 8 MMUSD para *tight* y 11,5 MMUSD para *shale*.

Los costos están dados por costos operativos, pago de impuestos, rentabilidad, y amortización de las inversiones realizadas, por ellos o por terceros, en la perforación de pozos<sup>5</sup>. La tabla a continuación presenta la estructura estimada de los costos de producción y los costos totales por unidad de producción (USD/BOE<sup>6</sup>).

Tabla 1: Costos de extracción

Concepto	gas ( <i>tight</i> y <i>shale</i> )	<i>shale oil</i>
OPEX	27%	23%
Impuestos producción	17%	17%
imp. a las ganancias	11%	12%
Utilidades	20%	22%
Amortización	25%	26%
Costo (USD/BOE)	47,6	55,9

Fuente: Elaboración propia con base a EIA (2016).

Se observa que gran parte de los costos de la actividad de explotación corresponden a amortizaciones por las inversiones que se dan en la realización de los pozos.

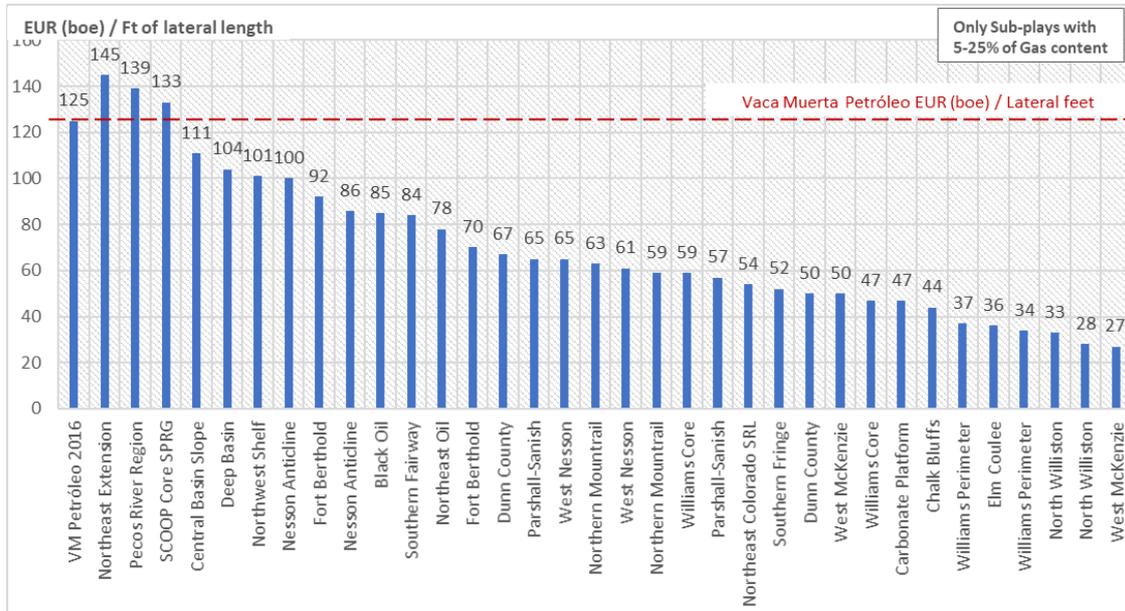
<sup>4</sup> Se utilizan costos de pozos horizontales.

<sup>5</sup> Para reflejar estas estructuras de costos, se realizó un modelo tipo Arps (CITA) con la trayectoria de producción de pozos tipo (*shale oil*, *shale gas* y *tight gas*) con el fin de estimar un flujo de fondos y su respectiva estructura de costos por unidad de producción.

<sup>6</sup> Barril equivalente de petróleo.

De acuerdo con WoodMackenzie (2017), la productividad de VM ha ido en aumento durante los últimos años con un potencial de alcanzar los niveles de productividad de áreas de Estados Unidos. Lo cual redundaría en una baja de costos de producción. Así los precios de breakeven del petróleo y gas de VM pueden ser comparables a formaciones geológicamente análogas en EE.UU. La productividad de VM compite con las áreas de EE.UU. con un elevado contenido de líquidos (Gráfico 1).

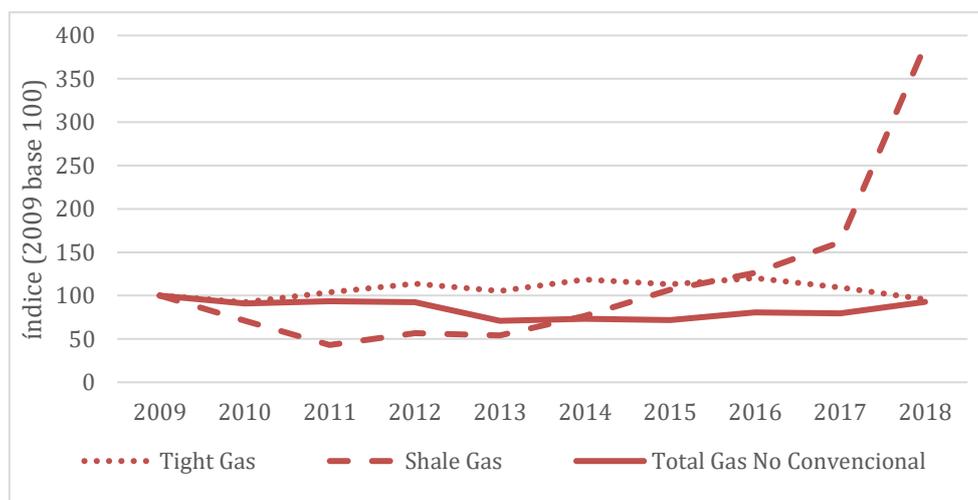
**Gráfico 1: Comparación de productividad en distintas formaciones**



Fuente: Wood Mackenzie (2017) EUR: Estimated Ultimate Recovery; Boe: barril equivalente de petróleo

El crecimiento de la productividad por pozo en la *Argentina* ha sido mayor en los casos del *shale oil* y el *shale gas*, tal como se muestra en el Gráfico 2. La productividad por pozo de *shale gas* ha dado un fuerte salto en el 2018, mientras que la de *shale oil* crece a tasas más moderadas. Esto a su vez, eleva la productividad del total de los pozos no convencionales, dado que los pozos de *tight gas* y *tight oil* mantienen relativamente estable su productividad entre el comienzo y el fin del período.

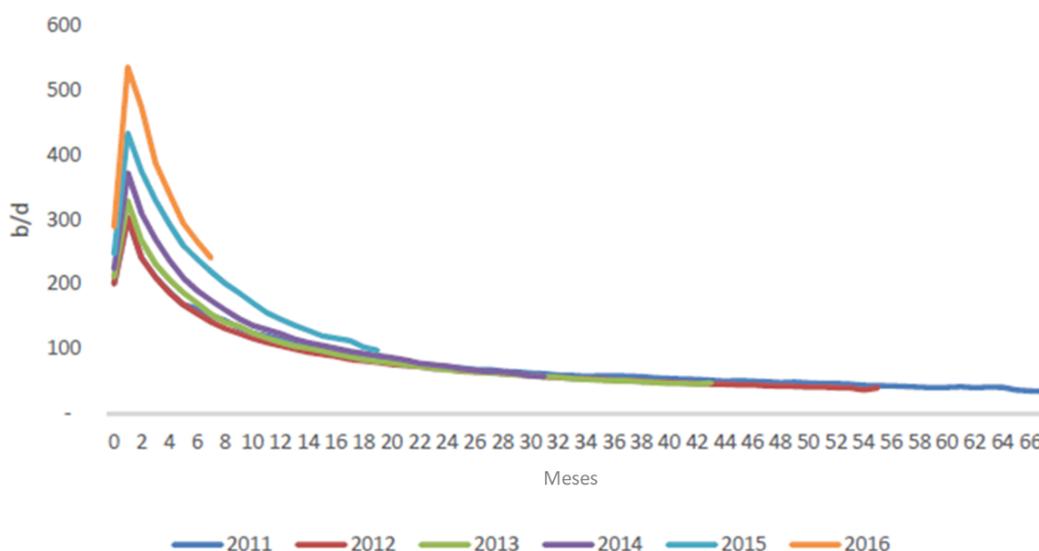
**Gráfico 2: Argentina. Productividad de los pozos no convencionales, 2009-2018**



Fuente: elaboración propia con base en datos de Secretaría de Gobierno de Energía.

En el Gráfico 3, se muestran las curvas de declino para todos los pozos horizontales activos en las cuencas de Permian, Williston y Powder River, localizadas en EEUU. El eje horizontal muestra la antigüedad de los pozos en meses y el eje vertical, la producción diaria promedio de los pozos. Cada curva representa el funcionamiento de los pozos que comenzaron a operar en ese año.

**Gráfico 3: Rendimiento promedio de los pozos horizontales activos en las cuencas de Permian, Williston, y Powder River. (2011-2016)**



Fuente: Curtis (2016). b/d barriles por día

El desplazamiento de las curvas hacia arriba en cada uno de los años indica mejoras en la productividad. Las mejoras son más marcadas en los dos primeros años de vida de los pozos; luego de este plazo, el rendimiento de los pozos tiende a igualarse (Curtis, 2016).

De esta forma, dadas las similitudes entre los pozos de VM y los de EE.UU. y las mejoras que tuvieron lugar este último país, se esperan progresos en la productividad de VM, ya que podría tomar el aprendizaje logrado en los pozos horizontales estadounidenses. Sin embargo, al realizar comparaciones con EE.UU., también es importante tener en consideración que Argentina no dispone de igual nivel y calidad del desarrollo en los insumos requeridos.

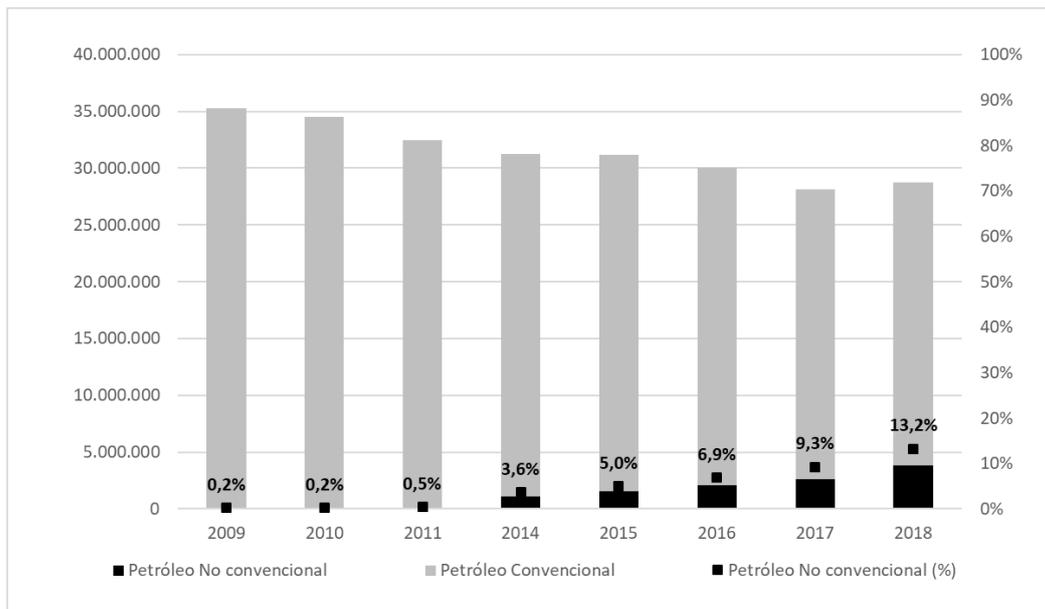
### 3 Oferta y demanda de gas en la Argentina

#### 3.1 Evolución de la oferta

Argentina tiene 24 cuencas sedimentarias, de las cuales 5 registran presencia de recursos de *shale gas*: Noroeste, Neuquina, Golfo San Jorge, Austral y Chaco-Paranaense. Algunos de los recursos no convencionales ya han sido transformados en reservas y producción de gas natural y petróleo. La cuenca neuquina es el epicentro de la producción de *shale gas* y *tight gas*. Gran parte de la producción de gas natural no convencional en Argentina proviene de esta cuenta, y una pequeña proporción de Golfo San Jorge.

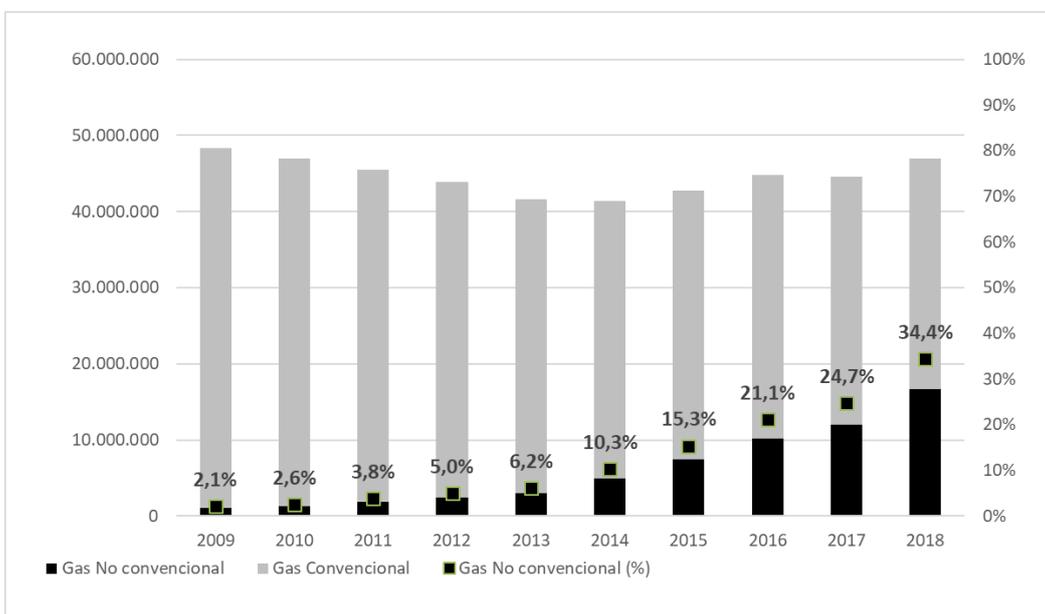
Argentina produce tanto *shale oil* como *shale gas* y volúmenes significativos de *tight gas*. En 2018 la producción de *shale oil* fue de 3.306.513 m<sup>3</sup>, y de *shale gas* 6.737.596 miles de m<sup>3</sup>. Tanto para el petróleo como para el gas convencional, se observa una tendencia decreciente en su producción. En contrapartida, los volúmenes producidos a partir de no convencionales han ido en aumento. En 2018, la participación de los no convencionales fue del 13% para el petróleo y del 35% para el gas (Gráfico 4 y Gráfico 5).

**Gráfico 4: Producción de petróleo y participación de no convencional sobre el total, m3, 2009-2018**



Fuente: elaboración propia con base en datos de Secretaría de Gobierno de Energía

**Gráfico 5: Producción de gas natural y participación de no convencional sobre el total, m3, 2009-2018**



Fuente: elaboración propia con base en datos de Secretaría de Gobierno de Energía

La Secretaría de Gobierno de Energía (2017) estima dos escenarios de evolución de la producción de gas y petróleo. El escenario eficiente incorpora el potencial impacto de nuevas políticas en materia de ahorro y/o eficiencia energética o la profundización de las existentes junto a otras medidas que afecten a la demanda de energía. La estimación de la demanda de gas natural es de 200 MM m3/d en el escenario tendencial y 174 MM m3/d en el eficiente. La participación del Gas No convencional en el escenario tendencial es de un 67% y de 62% en el escenario Eficiente. Más del doble de la participación actual.

### 3.2 Evolución de la demanda

A nivel global, se prevé en el futuro un fuerte aumento de la participación del gas como energético por la sustitución principalmente de carbón (EIA, 2012). En la Argentina el consumo energético de gas es relativamente alto comparado con otros países. El consumo de gas final (como gas y como insumos a través del consumo de energía secundaria) del sector residencial y de la totalidad de la economía es 65% y 35% del consumo energético total, respectivamente. En comparación, para los países de la OCDE estos valores son de 35% y 20%, (Arroyo y Perdriel, 2015). Sin embargo, como el consumo de carbón es insignificante, un precio de gas más bajo haría que el gas sustituya no sólo otros combustibles fósiles sino también podría afectar el consumo de energéticos renovables.

En la Tabla 2 se muestra en forma sintética la evolución del gas entregado, desagregado por destino de consumo. En 2018 los mayores consumos se verificaron en el segmento de generación eléctrica y en segundo orden en el sector industrial.

Tabla 2: Gas entregado por destino de consumo (millones m3 de 9300 Kcal.), 2010, 2015 y 2018.

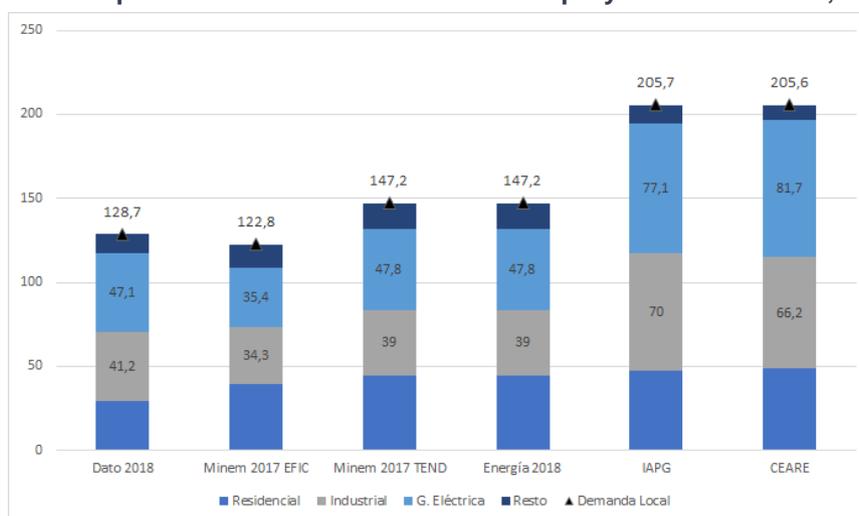
Año	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales	Sub-distribuidores	GNC	Total
2010	9.182	1.248	429	12.038	11.519	727	2.664	37.808
2015	10.229	1.334	431	12.632	14.916	1.047	2.981	43.571
2018	9.568	1.257	432	13.193	17.189	1.045	2.401	45.085

Fuente: ENARGAS

La demanda doméstica total en 2018 fue de aproximadamente 128.7 millones de m3 día. La pregunta clave para el desarrollo de VM es cuánto es el crecimiento potencial de la demanda. Las proyecciones de la demanda de gas a 2030, para los escenarios estimados por MINEM (2017) muestran una demanda de Gas Natural de 147,2 MMm3/d (escenario Tendencial) y de 122,8 MMm3/d (escenario Eficiente). Estas cifras dan poco espacio para el crecimiento de la oferta.

Otros estudios muestran resultados de mayor demanda doméstica, llegando a niveles apenas superiores a los 200 MM m3 día (Gráfico 6). Las principales diferencias en los mismos obedecen a la demanda del sector de generación eléctrica e industrial. Estos resultados tan elevados no toman nota debidamente de la tendencia a la eficiencia energética y a la introducción de generación basadas en renovables. Asimismo, asumen tasas de crecimiento de la industria demasiado optimistas.

Gráfico 6: Comparación Demanda de Gas Natural proyectado MM m3/d, año 2030



Fuente: elaboración propia

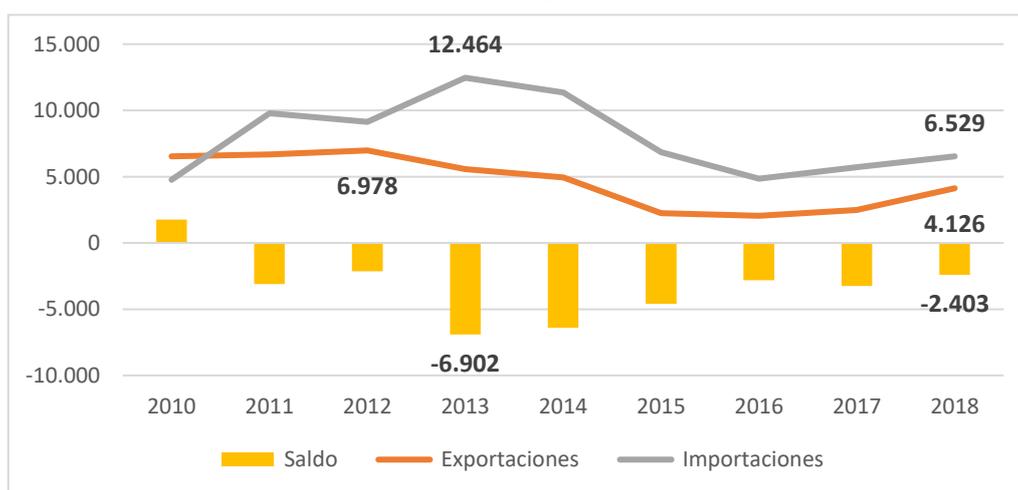
La oferta y demanda de gas en la Argentina presenta un pico pronunciado en invierno. El pico es principalmente demanda residencial prioritaria, lo cual genera un problema para la continuidad del abastecimiento de otras categorías en esos meses. Parte del crecimiento de la oferta de gas de VM se basa en la necesidad de achatar este pico. Es decir, encontrar demanda fuera del pico que haga rentable la producción de pozos no convencionales durante todo el año. Por otro lado, ninguno de estos estudios toma adecuadamente el rol del sector de transporte como demandante potencial de gas, directamente con vehículos livianos a GNC o pesados a GNL e indirectamente a través de vehículos eléctricos. Si se tomará en cuenta la mayor demanda de transporte (y en un escenario de políticas agresivas tanto para transporte público como para vehículos utilitarios y comerciales) se podría pensar en una demanda cercana a los 180 MM m<sup>3</sup>/d hacia 2030. Aun así, no alcanzaría para aprovechar el potencial de VM.

En este escenario, la demanda externa se vuelve crucial para el desarrollo de VM. Los pronósticos muestran esto. Las estimaciones de MINEM de 2018 han captado este tema y aumentado (artificialmente) las estimaciones de las exportaciones de GNL al resto del mundo en 120 MM m<sup>3</sup>/d. En consecuencia, es clave estudiar el mercado internacional de GNL y los costos de infraestructura necesarios para transformar el gas de VM en GNL a precios competitivos internacionalmente.

Por otro lado, la participación de Argentina en el mercado internacional de GNL además de impactar en el negocio gasífero tendría un efecto positivo sobre la balanza comercial energética. Los distintos escenarios muestran una tendencia a la reducción de la balanza energética en términos físicos y de divisas.

En el Gráfico 7 se puede observar los montos de las exportaciones e importaciones del sector energético. En el periodo 2010-2018 tanto el incremento de las importaciones como el descenso de las exportaciones fue del 37%. En el caso de las exportaciones se produjo un descenso sostenido hasta el año 2017, sobre las importaciones el valor CIF máximo corresponde al año 2013 con USD 12.464 MM. El saldo comercial en 2018 fue un déficit de 2.402 MM de dólares, un 65% menor al máximo correspondiente al año 2013. En particular, el gas ha contribuido en más del 50% del déficit observado.

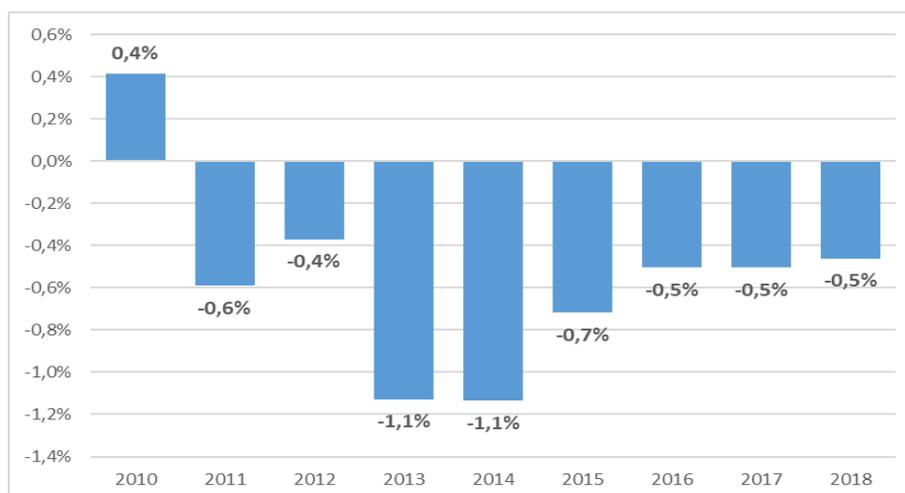
**Gráfico 7: Balanza Comercial Sector Energético, millones de dólares, 2010-2018**



Fuente: Elaboración propia con base en INDEC.

Este déficit ha sido significativo en términos del PBI (Gráfico 8). En los últimos años se encuentra estabilizado en un déficit del 5% del PBI, pero llegando a superar en su pico el 1% (2013 y 2014).

**Gráfico 8: Saldo Comercial respecto al Producto Bruto Interno a precios corrientes 2010-2018**



Fuente: Elaboración propia con base en INDEC.

### 3.3 Medición de impacto sectorial utilizando insumo-producto

La utilización de un modelo de Insumo-Producto nos permite lograr un análisis más amplio y detallado de los efectos de una política determinada sobre no sólo los sectores a los cuales afecta directamente, sino también sobre aquellos que podrían beneficiarse o perjudicarse de manera indirecta. En nuestro caso, no nos interesan únicamente las interacciones entre los sectores de la región estudiada (Neuquén), sino también las interacciones llevadas a cabo entre estos y aquellos sectores que pertenecen a otras regiones (resto de la Argentina). Es decir, nuestro objetivo es la aplicación de un modelo de insumo producto interregional.

El insumo básico de cualquier modelo de Insumo-Producto Interregional es una matriz que resuma las transacciones realizadas tanto dentro de la región estudiada como entre ésta y el resto de las regiones a analizar. Se utilizó la matriz construida en Romero et al. (2018).<sup>7</sup> La resolución del modelo regional es similar a la de un modelo nacional (ver Miller y Blair, 2009).

Se simulan variaciones anuales de la producción de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Se considera para ello la variación promedio de las proyecciones realizadas por el Ministerio de Energía (2017). Los resultados obtenidos reflejan los cambios en el PIB de la Argentina, el PBG de la provincia del Neuquén y el impacto sobre el empleo directo, indirecto e inducido. Se consideraron tres modelos:

- i) MMIP abierto: Modelo abierto de Leontief donde los efectos indirectos son generados por los sectores de producción,
- ii) ii) MMIP cerrado hogares: Modelo donde se hace endógeno el gasto de los hogares y
- iii) iii) MMIP SAM based: Modelo donde también se hace endógeno aparte del gasto público.

Los dos escenarios básicos simulados con los modelos MMIP son los siguientes:

- i) EFIC+INV: Escenario hidrocarburífero “Eficiente +Inversión” y
- ii) ii) TEND+INV: Escenario hidrocarburífero “Tendencial +Inversión”.

<sup>7</sup> Las principales fuentes de datos utilizadas para la construcción de la MCS regional fueron: La MCS 2015 construida por el Secretaría de Gobierno de Energía y el MINPROD (Capobianco *et al.*, 2017), el Sistema de Cuentas Nacionales, información de ejecución presupuestaria referida a las cuentas del gobierno provincial, cuentas de producción de Neuquén, base de datos de comercio internacional, encuestas de hogares, y estructuras de costos de la última matriz insumo producto disponible para Neuquén (año 2004).

La metodología de simulación surge de realizar shocks de demanda en el MMIP, tal que los sectores de hidrocarburos convencionales y no convencionales alcancen las tasas anuales acumuladas de crecimiento que surgen de los Escenarios Energéticos 2030 del MINEM.

La Tabla 4 muestra estos resultados para los tres modelos MMIP. El primer resultado que surge es que no hay una diferencia sustancial a nivel del impacto agregado entre los escenarios EFIC+INV y TEND+INV.

Se observa que el resultado más extremo corresponde al modelo “MMIP SAM based”. En el escenario TEND+INV el crecimiento anual del PIB es de 0,62% (un 8,4% acumulado al 2030). En el caso del MMIP SAM based además del impacto por el gasto de los hogares (incluido en el MMIP cerrado hogares) se incluye también el efecto multiplicador del incremento del gasto público derivado de la mayor recaudación impositiva. Por lo cual este debe ser considerado como un caso de máxima.

**Tabla 3: Impacto de Vaca Muerta sobre el PIB nacional y PBG regional**

Modelo	Neuquén		Argentina	
	Δ anual	Δ 2030	Δ anual	Δ 2030
<b>Escenario EFIC+INV</b>				
MMIP abierto	4,58%	79,00%	0,34%	4,50%
MMIP cerrado hogares	4,74%	82,70%	0,38%	5,10%
MMIP SAM based	4,77%	83,20%	0,59%	7,90%
<b>Escenario TEND+INV</b>				
MMIP abierto	4,86%	85,30%	0,36%	4,80%
MMIP cerrado hogares	5,03%	89,20%	0,41%	5,40%
MMIP SAM based	5,06%	89,90%	0,62%	8,40%

Fuente: Elaboración propia

Los restantes análisis entregan resultados que se encuentran en un rango de 0,3% y 0,4% de crecimiento anual del PIB para la Argentina. Con respecto al PBG de Neuquén los modelos MMIP están en un rango de 4,6%/4,8% de crecimiento anual (escenario EFIC+INV) y de 4,9%/5,1% (escenario TEND+INV).

Con respecto al impacto sectorial, el desarrollo de VM afecta los requerimientos de logística, recursos materiales y humanos e infraestructura directamente relacionada con la producción. Se observan significativos aumentos en los requerimientos de insumos de algunos sectores. Los que presentan mayor aumento en su producción son: metales comunes y productos del metal, motores, bombas y resto de industria, minerales no metálicos y transporte por tuberías.

## 4 Principales obstáculos para alcanzar potencial productivo

### 4.1 Demanda limitada: el rol de las exportaciones de GNL

El mercado de GNL se ha vuelto cada vez más complejo en la última década, ya que un mayor número de participantes utiliza una variedad más amplia de estrategias comerciales. Mientras que las cargas se entregaron históricamente principalmente a través de contratos a largo plazo, una porción creciente de GNL se vende bajo contratos más cortos o en el mercado spot. En ese sentido en 2018, 31% del comercio total bruto de GNL se realizó bajo la segunda modalidad. El mayor crecimiento en las importaciones de este tipo se registró en China, ya que los compradores confiaban en gran medida en el mercado spot para satisfacer el fuerte crecimiento de la demanda (IGU World LNG report - 2019).

El consumo de gas en la industria de generación eléctrica a nivel mundial se duplicará, y su participación en 2040 superará el 24 por ciento según el Instituto de Energía de Rusia.

El papel del gas en la generación de electricidad variará en gran medida según la región, dependiendo de los precios regionales emergentes del gas que afecten su competitividad.

En ese sentido dos visiones opuestas conviven acerca del superávit futuro del mercado de GNL. Por un lado están quienes sostienen que habrá un exceso de oferta dado que el suministro de GNL superará el crecimiento de la demanda de 2018 a 2021. Por otro lado, otro sector apunta a una escasez de gas a principios de la década de 2020 debido a la falta de inversión y a la creciente demanda de gas de Asia, particularmente de China, generando un déficit en el mercado GNL para el periodo 2022-2025 (IGU World LNG report - 2019).

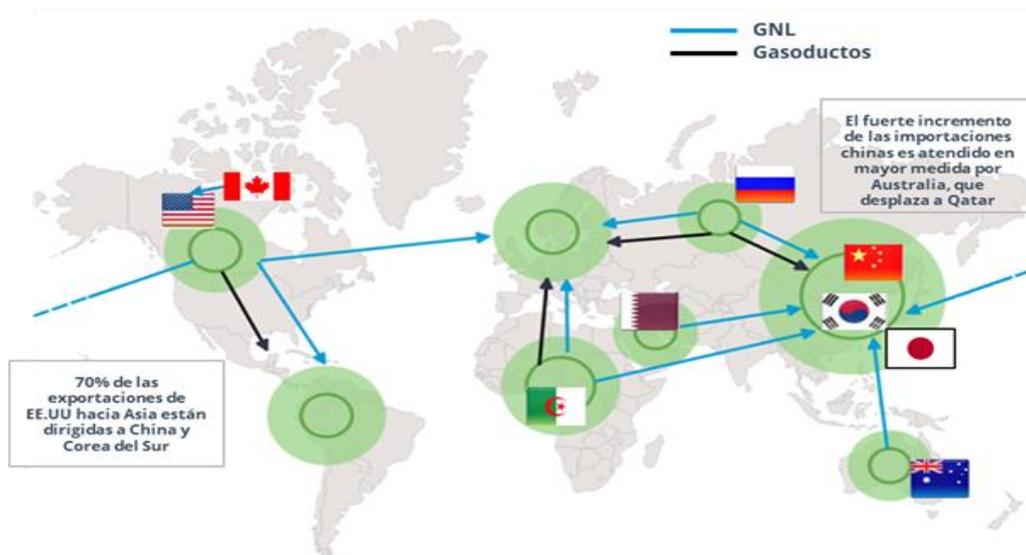
Por lo tanto, dada la proyección del crecimiento de la demanda China, y la característica de que, a diferencia de Japón, se abastece en gran medida por fuera de la modalidad de contratos a largo plazo, se favorece así el comercio con países con los cuales no comercia en la actualidad, situación de interés para Argentina y el desarrollo de VM.

EEUU se convirtió en un exportador neto de gas natural en 2017, y continuó exportando más gas natural del que importó durante 2018. El comercio de gas natural incluye envíos por ductos desde y hacia Canadá y México, que serán cada vez más menores relativamente frente a las exportaciones de GNL a destinos más distantes como Japón, China, Corea del Sur y Taiwán.

La EIA (Energy Outlook 2019) estima que las exportaciones de GNL de los EEUU y las exportaciones de gasoductos a Canadá y México aumentarán hasta 2030, dado que la construcción de instalaciones de exportación de GNL finalizará en 2022, incrementando así la capacidad de exportación. El crecimiento de la demanda asiática permite que el gas natural de EEUU continúe siendo competitivo. Por otro lado, se estima que después de 2030, el GNL de EEUU ya no será tan competitivo por el ingreso de nuevos proveedores en el mercado global, reduciendo los precios del GNL en el resto del mundo reduciendo la competitividad de las exportaciones de EEUU

En el Gráfico 9 se puede ver con flechas celestes los actuales flujos de exportaciones de GNL y en flechas negras las exportaciones de gas por gasoducto.

**Gráfico 9: Flujos de exportaciones de GNL y Gas por gasoducto**



Fuente: Elaboración propia con base en IGU

## **4.2 Infraestructura**

Para que las estimaciones de demanda de gas natural se realicen es necesario contar con la infraestructura de gasoductos que permitan unir la oferta (principalmente de VM) con la demanda doméstica y de exportación.

En el Gráfico 6 se presentan los resultados de ambos escenarios de demanda de largo plazo y las inversiones en gasoductos que permitirían realizarlas.

Se observa que el gasoducto VM-Rosario (recientemente se ha iniciado el proceso para llevar adelante una licitación internacional) debería estar en operación hacia 2022, para permitir satisfacer la creciente demanda. De acuerdo con los términos del proyecto se estima que el mismo estaría finalizado en 2021 y entraría en operación justamente en 2022.

Para poder realizar exportaciones (por la costa atlántica), para cualquiera de los escenarios considerados, se requiere además otro gasoducto. Una de las alternativas mencionadas en las entrevistas ha sido un gasoducto entre VM y Bahía Blanca, lo que además es consistente para aprovechar la fuerte demanda industrial del polo petroquímico.

## **4.3 La demanda residencial y el problema de la estacionalidad**

Aun cuando se estima que el aumento de la demanda residencial no sería el principal determinante de la demanda de largo plazo, se sigue observando que la demanda en invierno sigue generando restricciones de transporte. Pero aún más importante es que genera una traba para el desarrollo de VM dado que, por la tecnología de producción continua, limitaría la inversión en pozos de gas por la imposibilidad de colocar la producción fuera del pico estacional. Para resolver este problema se puede pensar en varias alternativas para suavizar o eliminar la estacionalidad de la demanda agregada.

En primer lugar, se podría pensar que con altos precios del gas natural domiciliario se podría disminuir la demanda invernal. Sin embargo, como la elasticidad precios de la demanda es muy baja en ese período con esa medida sólo se lograría aumentar el excedente de los productores y tendría un efecto poco significativo en las cantidades demandadas.

En segundo lugar, se podría considerar la posibilidad de suavizar la estacionalidad, promoviendo la demanda para otros usos domésticos fuera del pico. Desde la demanda residencial hay poco espacio para esto, pero si desde la demanda de los sectores productivos. Esto se observa en los escenarios, donde en términos relativos los picos tienen una diferencia con respecto a la demanda fuera del pico, aunque siguen siendo importantes en valor absoluto.

En tercer lugar, la eliminación de la estacionalidad a través del aumento de las exportaciones. En este caso el aumento de las exportaciones debería ser mayor al correspondiente al escenario ALTO. Obviamente esto requiere, mayores inversiones en gasoductos, plantas de licuefacción asumiendo el riesgo inherente al comportamiento de los precios en los mercados internacionales.

En cuarto lugar, se podría evaluar la factibilidad de almacenamiento de gas en boca de pozo o en las cercanías de la demanda. En principio, aun cuando se podría pensar en que sería muy costoso, parece razonable encargar estudios de factibilidad a través de proyectos de investigación con universidades y/o empresas especializadas. En el futuro, estos recursos podrían de hecho ser muy valorados como reserva de valor del recurso en caso de baja en el precio internacional del GN o como reserva en caso de problemas de oferta.

Por último, debería considerarse integralmente este problema donde además de los aspectos anteriores se deberían analizar la conveniencia de incluir plantas de regasificación o duales (regasificación + licuefacción) para atender la demanda del área de Buenos Aires. Inclusive se debería analizar el rol del Gasoducto Cruz del Sur, que une Uruguay con la Argentina, que permitiría traer alrededor de 5 MM m<sup>3</sup>/d desde Uruguay en caso de instalar

una planta de regasificación en Uruguay (lo cual además permitiría vender GNL a Uruguay fuera del pico).

Estos aspectos requieren el liderazgo del sector público para coordinar las tareas de análisis, en las cuales deberían participar también los actores privados, a partir de las cuales decidir el curso de acción.

#### **4.4 Impacto sobre la economía, la sociedad y el medio ambiente**

El desarrollo sostenible de reservorios no convencionales tiene que estar en línea con la implementación y cumplimiento de estrictos niveles de control medioambiental, transparencia y participación de los grupos de interés, con el fin de prevenir una eventual oposición pública hacia las actividades de perforación y desarrollo.

La literatura sobre el impacto económico de incrementos sostenidos en la producción de gas tiene como objetivo estimar las variaciones de variables como el PBI y el empleo. A nivel nacional e internacional se han desarrollado estudios que analizan el impacto económico, dichos análisis cobran relevancia para estimar el impacto del desarrollo de VM a nivel local. La presente sección resume la literatura sobre el impacto económico.

En IAPG (2014), se toma como metodología para el análisis y cuantificación de impactos a la Matriz de Insumo Producto de la provincia de Neuquén, se supuso una actividad de perforación de 1.000 pozos, la misma cantidad de pozos en la todas las zonas, ventana de gas húmedo, de gas seco y de petróleo. Los resultados consideran que el desarrollo de VM a nivel provincial implicaría un incremento en el PBI provincial entre un 75% - 100%, entre 40.000 y 60.000 nuevos puestos de trabajo, así como un aumento de la recaudación fiscal entre un 55% y 80%. A nivel nacional, se consideran los efectos sobre la balanza comercial dado que el ahorro estimado de divisas derivados sería de entre los 15.000 y 19.000 MMUSD.

Accenture (2014) utiliza un modelo de desarrollo para VM con pronósticos de producción de petróleo y gas, inversiones, y datos sobre la infraestructura, el capital y los gastos operativos requeridos, considerando el impacto de cada una de las zonas de petróleo, gas húmedo y gas seco. Contemplando el plan de desarrollo de VM y la matriz insumo-producto de Argentina, el trabajo obtiene resultados acerca del impacto sobre el PBI. Para el año 2035 se estima que el impacto total genere una contribución promedio anual al PBI de entre \$62 y \$67 miles de millones de dólares, con capacidad potencial de crear anualmente entre 20.000 - 22.000 nuevos puestos de trabajo por año. Específicamente el impacto del sector de petróleo y gas sobre el PBI se estima entre \$31-\$34 miles de millones de dólares, generando 13.000 nuevos puestos de trabajo directos entre 2013 y 2035.

En Romero, et al. (2018) estiman un impacto sobre el empleo mediante un modelo insumo-producto que asciende a casi 63 mil puestos en la provincia de Neuquén y 290 mil a nivel agregado para Argentina, directos más indirectos. A los que se agregan los empleos "inducidos" por el aumento en el consumo de los hogares de 19 mil y 115 mil empleos en Neuquén y la Argentina, respectivamente.

Coremberg (2017) realiza una valuación de la riqueza y los ingresos potenciales de los hidrocarburos no convencionales del yacimiento de Vaca Muerta. Los valores obtenidos para el escenario base corresponden con un valor del yacimiento (valor actual neto) positivo del 6.9% del PBI.

A nivel internacional, el trabajo Taheripour, et al. (2015) cuantifica el impacto, sobre la economía de EE.UU., del aumento de la producción de gas y petróleo a partir de recursos del *shale*. Metodológicamente utiliza un modelo de equilibrio general computado para realizar estas tareas. Los resultados sostienen que se producirían beneficios anuales con un promedio de \$ 302 mil millones por año entre 2008 y 2035, lo que representa una variación del 2.2% en el PBI real anual, en comparación con 2007.

Krupnick (2016) analiza los distintos estudios acerca de las consecuencias económicas de la revolución del gas *shale* en EE.UU. Sobre el impacto en el PBI los estudios difieren en

sus hallazgos con respecto a la duración y el tamaño de los efectos económicos. Plumer (2013) es uno de los que consideran mayores efectos positivos, por ejemplo (Plumer, 2013) y el estudio del Foro de Modelado de Energía de Stanford (EMF, 2013) entre los que observan menores beneficios. Los factores clave que explican estas diferencias incluyen estimaciones de cuándo la economía de EEUU alcanzará el pleno empleo efectivo, supuestos sobre los precios futuros del petróleo, cómo se ve la curva de oferta de gas natural en sus niveles más altos así como el tipo de modelo utilizado (input-output o modelos de equilibrio general). Otros estudios consideran la variación del excedente del consumidor y productor, Mason et al. (2014) estimaron que el excedente del consumidor aumentó USD 4.4 mil millones por la revolución del gas natural durante un período de 7 años y el excedente del productor aumentó USD 9.6 mil millones. Asimismo, otros estudios se han enfocado en analizar el impacto sectorial, varios de ellos (Brown y Krupnick, 2010; Burtraw et al., 2012) coinciden en sus estimaciones de que el gas más abundante ha llevado a precios de electricidad más bajos, que van del 2% al 7% más bajo.

#### **4.5 Impactos ambientales**

Para la exploración de *shale* gas, se realizan estudios sísmicos para averiguar la extensión y el grosor de la formación de *shale*. Para llevar a cabo estos estudios se produce energía usando explosivos. La actividad sísmica puede inducir mayor sismicidad, lo cual podría dañar a las casas cercanas que hayan sido construidas sin contemplar las normas de seguridad y, en caso de zonas más remotas, a la salud de la fauna habitante en zonas aledañas.

Por otra parte, la construcción de una plataforma de perforación, el almacenamiento del agua utilizada para el fracturamiento hidráulico y el flujo de retorno del agua pueden erosionar el suelo y contaminar los acuíferos de aguas poco profundas. Estos problemas pueden ser evitados mediante la construcción de estanques de cemento a prueba de agua y la existencia de depósitos de agua para almacenar agua dulce, agua de retorno y agua tratada. (Dayal y Mani, 2017). Debe considerarse que, de extraerse una gran cantidad de agua, los acuíferos subterráneos se agotarían, perjudicando a los agricultores en términos de riego y afectando el abastecimiento de agua potable. Además, la construcción de los pozos genera alteraciones biomorfológicas relacionadas con la remoción de árboles y la reducción del área de distribución de la flora y la fauna, entre otras (Zhiltsov, 2017).

Otro riesgo importante es el de la contaminación del agua subterránea. Durante el fracturamiento hidráulico, el fluido hidráulico puede migrar a los acuíferos superficiales de agua y contaminarlos, debido a presencia de químicos en el fluido. Éste puede desplazarse por la intersección de las fracturas inducidas con las naturales o filtrarse, si la cobertura del pozo no es la adecuada (Dayal y Mani, 2017). Asimismo, luego del fracturamiento, el agua utilizada es retirada. Esa agua de retorno contiene partículas de arena, arcilla, aceite, grasa y compuestos orgánicos de la formación de *shale*. Es necesario el tratamiento del agua de retorno, y algunos elementos presentes en la misma como el arsénico, el uranio y el torio, pueden ser difíciles de eliminar. También se requieren lineamientos sobre el almacenamiento de los distintos residuos líquidos y será importante el correcto transporte de los mismos.

En cuanto a las emisiones atmosféricas, la producción de *shale* gas genera compuestos orgánicos volátiles (COV) y óxidos nitrosos. Los COV pueden generar smog, cuando interactúan con otros contaminantes atmosféricos y con la luz solar. Asimismo, la liberación de gas natural en el subsuelo es otro problema ya que incrementa el riesgo en caso de una explosión. Por ello, es importante el monitoreo y el seguimiento de lineamientos estrictos como respuesta a los riesgos presentes (Dayal y Mani, 2017).

Asimismo, pueden tener lugar emisiones de metano desde un depósito de almacenamiento o mientras se recolecta el agua de retorno. El metano también puede ser capturado para la reventa. Adicionalmente, durante el fracturamiento hidráulico puede emitirse otros gases originados por los equipos. Todo esto podría llevar a una explosión, aunque algunas existen formas de prevención mediante un sistema de ventilación en el pozo y los controles adecuados.

Otros riesgos para la salud derivados de la explotación de recursos no convencionales se vinculan a la presencia de químicos en las aguas de fractura. Sin embargo, dado que estas sustancias se encuentran presentes en una muy baja proporción, los riesgos para la salud que podrían ocasionar son mínimos. Por otro lado, los químicos asociados con el agua de retorno y las emisiones atmosféricas pueden tener un impacto significativo en la salud humana, aunque los estudios sobre el impacto de estas sustancias no fueron realizados de forma previa al boom del *shale*. De todas formas, se presume que otras industrias generan más gases de efecto invernadero comparado a las emisiones producidas por las operaciones del gas natural (Dayal y Mani, 2017).

La contaminación auditiva también es un factor a monitorear en las operaciones, ya que puede tener impacto en la salud general. El ruido es diferente en zonas rurales y urbanas y entre el día y la noche. Éste también puede ser reducido mediante el uso de barreras sonoras, y en caso de que supere ciertos niveles, deben tomarse acciones preventivas.

#### **4.6 Impactos sociales**

El desarrollo de los hidrocarburos no convencionales tiene un importante impacto sobre las comunidades locales (Tunstall, 2015).

Jovanovich, *et al.* (2015) VM enfrenta restricciones significativas, entre las que se destacan dos de orden socio-territorial: la infraestructura de conectividad y la infraestructura urbana necesaria para absorber el desarrollo de las actividades y un crecimiento poblacional que prácticamente duplicará el quantum poblacional. Siendo indudable que se producirán transformaciones significativas en la estructura territorial, tanto a nivel de centros urbanos como de redes de vinculación, puede asumirse dos posicionamientos: o nos dejamos dominar por las incertidumbres y permitimos que la propia dinámica vaya resolviendo las necesidades que se presenten (con resultados que nunca han concurrido al equilibrio socio-territorial), o asumimos el territorio como un locus proyectual respecto al cual debemos elaborar cuidadosas estimaciones prospectivas y, consecuentemente, diseñar estrategias de desarrollo a monitorear.

Giuliani, *et al.* (2016) analizan el impacto socio-económico de la intensificación de la explotación de VM en la localidad de Añelo y observan la necesidad de inversiones de infraestructura urbana para las localidades cercanas a los centros de producción.

### **5 Conclusiones**

El sector eléctrico es uno de los principales demandantes a nivel doméstico. Sin embargo, las proyecciones muestran que hacia 2030 su participación disminuiría por diferentes razones: mayor eficiencia energética por parte de los usuarios eléctricos, nuevos proyectos de oferta nucleares e hidroeléctricos y la política de medioambiente que promueve la introducción de recursos renovables no tradicionales (en particular energía eólica y solar).

Estos resultados sugieren que el mayor impacto sobre la demanda viene dado por la efectiva penetración de la generación basada en recursos renovables en 2030.

El sector eléctrico está íntimamente relacionado con el de gas. Esto es así no sólo por la utilización del gas como insumo para producir electricidad, sino también por el rol del transporte de electricidad que funciona como sustituto parcial de los gasoductos. En este sentido, se debe utilizar criterios integrales para analizar el transporte de gas y electricidad. Por ejemplo, si el crecimiento de la generación basada en GN proveniente VM se localiza en boca de pozo, la electricidad fluye por líneas de alta tensión y libera capacidad de los gasoductos para otros usos.

El descubrimiento del reservorio de hidrocarburos no convencionales de Vaca Muerta ha generado expectativas de que la Argentina contará en un futuro cercano con oferta excedente de gas natural a un precio menor al de los combustibles alternativos. En consecuencia, se espera un crecimiento de la demanda interna que será impulsada, entre

otros, por la reconversión de diferentes motores y vehículos (automóviles, utilitarios, buses y camiones, etc.) en varios mercados del Sector Transporte.

Ya sea para acelerar o dar el puntapié inicial para adoptar GN en transporte o generar señales a los inversores, es preciso desarrollar un menú consistente de Políticas Públicas específicas tanto para la oferta como para la demanda que incluyan, en la secuencia que corresponda. Se requiere principalmente: 1) La promoción y el estímulo del uso de GNC a mayor cantidad de vehículos (aprovechando estructura y aprendizaje industrial preexistente): En particular para uso comercial (Utilitarios); 2) Estimular el uso de GNL en camiones, lo cual debería ser consistente con la instalación de plantas de licuefacción; 3) Introducir una política integral de transporte público (electricidad y gas), en particular en las grandes ciudades.

Hay que analizar la conveniencia del mix de políticas a implementar: reconversión industrial, restricciones ambientales, subsidios fiscales y/o exenciones impositivas, estímulos financieros como líneas exclusivas de acceso al crédito, y de difusión de información y comunicación dirigidos a influir en las preferencias de los consumidores, etc.).

Es importante tener en cuenta que las políticas con costo fiscal son necesariamente transitorias. En la medida que la mayor demanda implique menores precios por aprovechamiento de economías de escala, el diferencial de precios permitirá que los agentes tomen decisiones basadas en precios.

La inserción internacional es clave para obtener economías de escala, pero requiere inversiones de gran envergadura. Al mismo tiempo requiere tener una mirada integral a partir de criterios mínimos de planificación energética.

A través de la negociación internacional pueden surgir contratos de largo plazo con países asiáticos. Japón, China y Corea del Sur lideran el ranking de importadores. El 50% del crecimiento de la demanda global de gas hasta 2035 provendrá de Asia de acuerdo al Global Gas Outlook 2018 de McKinsey. Es claro que este mercado está en proceso de comeditización, pero al mismo tiempo confluyen políticas de descarbonización de China que podrían aprovecharse para lograr algún tipo de financiamiento y contrato de venta de GNL.

Por otra parte, para diversificar el riesgo, se puede pensar en la utilización de parte de la capacidad de licuefacción para ventas domésticas de GNL a transporte pesado (camiones), generando demanda doméstica además de la internacional.

Luego de las restricciones de gas de la década pasada, los países que se vieron afectados (Chile y Uruguay) podrían ser reticentes para retomar sus demandas originales. En este contexto, sería recomendable analizar la conveniencia de efectuar acuerdos de comercio con los países vecinos para reestablecer la confianza perdida. Asimismo, estos acuerdos podrán incluir también aspectos relacionados al comercio de GNL.

La industria es el sector de mayor consumo de gas de la economía, pero además es la principal proveedora de insumos para la producción de VM. Por el lado de la industria como proveedora de VM, se debería analizar los beneficios derivados de promover la instalación de empresas productoras de insumos críticos, la capacitación de capital humano. Para ello, debería considerarse la necesidad de una política explícita de contenido local y desarrollo de proveedores.

En relación al desarrollo de proveedores y de la cadena de valor petrolera, una de las cuestiones a debatir es la aplicación de Políticas de Contenido Local (PCLs). La experiencia muestra que la decisión de establecer estas políticas está guiada por decisión política, más que por consideraciones de eficiencia económica o de resolución de fallas de mercado. Se espera que las PCLs contribuyan a: mejorar la eficiencia, promover la aparición de un sector nacional competitivo, promover la transferencia de tecnología, desarrollar clusters regionales y evitar altos costos de transacción, entre otros (World Bank, 2013).

Por el lado del consumo, se debería promover (más bien desde un punto de vista comunicacional) las industria gas-intensivas. Por ejemplo, a través del Impulso al desarrollo

de proyectos en el sector petroquímico, reconversión de industrias energo-intensivas hacia el gas y la promoción a los inversores externos. Para ello, es prerequisite lanzar las políticas mencionadas en los apartados anteriores para dar credibilidad a la baja del precio del gas.

## 6 Bibliografía

- Accenture, 2014. "Reimaginando Argentina. Una mirada no convencional hacia el 2035".
- Advanced Resources International (2013). EIA/ARI world shale gas and shale oil resource assessment—technically recoverable shale gas and shale oil resources. Advanced Resources International Inc., Arlington, VA
- Ahmed, U. y N. Meehan, 2016. *Unconventional Oil and Gas Resources: Exploitation and Development*. Taylor and Francis
- Arroyo, A. y A. Perdiel, 2015. "Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe. Experiencias generales y tendencias en la Argentina, el Brasil, Colombia y México," Serie Recursos Naturales e Infraestructura 169, CEPAL-Ministerio de Asuntos Exteriores de Noruega.
- BP (2015) BP statistical review of world energy 2015, 64th ed. BP, London.
- Brown, S.P.A. & Krupnick, A.J., 2010. "Abundant Shale Gas Resources: Long-Term Implications for U.S. Natural Gas Markets". Resources for the Future, Washington, DC, RFF DP 10-41.
- Burtraw, D. & Palmer, K. & Paul, A. & Woerman, M., 2012. "Secular trends, environmental regulations and electricity markets". *Electr. J.* 25 (6), 35–47.
- Capobianco, S., G. Michelena, L. Mastronardi y J. P. Vila Martínez, 2017. "Matriz de contabilidad social para Argentina: Estimación con desagregación exhaustiva de los sectores energéticos", Ministerio de Energía y Minería y Ministerio de Producción, disponible en: [scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7619](https://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7619)
- Coremberg, A., 2017. "Con Vaca Muerta no nos salvamos", Documento de Trabajo del Centro de Estudios para la Productividad, ARKLEMS-UBA, diciembre. Disponible en: [arklems.files.wordpress.com/2017/12/valorvacamuertacorembergdifusion211217.pdf](http://arklems.files.wordpress.com/2017/12/valorvacamuertacorembergdifusion211217.pdf)
- Curtis, T., 2016. "Unravelling the US Shale Productivity Gains", The Oxford Institute for Energy Studies.
- Dayal, A. y Mani, D., (eds.), 2017. "Shale Gas Exploration and Environmental and Economic Impacts", Hyderabad, Elsevier.
- EIA, 2016. "Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs".
- Energy Modeling Forum, 2013. "Changing the Game? Emissions Markets and Implications of New Natural Gas Supplies". Stanford University, Stanford, CA.
- Ferrante, S. y A. Giuliani, 2014. "Hidrocarburos no convencionales en Vaca Muerta (Neuquén): ¿Recursos estratégicos para el autoabastecimiento energético en la Argentina del siglo XXI?" *Revista Estado y Políticas Públicas* 3, 33-61
- Gomes, I. y R. Brandt, 2016. "Unconventional Gas in Argentina: Will it become a Game Changer?" OIES Paper NG 113, Oxford Institute for Energy Studies.
- Giulani, A., N. Fernández, M. Hollmann y N. Ricotta, 2016. "La explotación de Vaca Muerta y el impacto socio-económico en la Provincia de Neuquén. El caso de Añelo. Efectos de la reforma de la Ley Nacional de Hidrocarburos (2014)". *Ciencias Administrativas* 4:7, junio
- Gracceva, F. y P. Zeniewski, 2014. "A systemic approach to assessing energy security in a low-carbon EU energy system," *Applied Energy* 123, 335-348.
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014. "Análisis y Proyección de Impactos Económicos Esperados del Desarrollo de los Hidrocarburos No Convencionales en Argentina. Cuantificación de Impactos Económicos del Desarrollo en Escala de Vaca

- Muerta en la Provincia de Neuquén,” Informe elaborado por la Comisión de Estudios Económicos del IAPG, septiembre, Buenos Aires.
- Instituto de Energía de la Academia Nacional de Ingeniería, 2014. “Requerimientos para el desarrollo del reservorio de Vaca Muerta (Neuquén/Argentina)”, Documento 5, Buenos Aires, diciembre.
- INTI y SPR SERVICES ,2016. “Exploración & Producción Hidrocarburos No Convencionales. Relevamiento & Análisis de la Cadena de Abastecimiento ”.
- Jovanovich, O., M. Aguilar, J. Castellanos, G. Hazaña, D. Kullock y N. Pierro, 2015. “Planificación estratégica de la región Vaca Muerta, proyecto versus incertidumbre a nivel socio-territorial.” XIX congreso Arquisur, Universidad Nacional de La Plata, septiembre.
- Krupnick, A. J. 2016. Chapter 2 - Hydraulic Fracturing for Shale Gas: Economic Rewards and Risks, Editor(s): Debra Kaden, Tracie Rose, Environmental and Health Issues in Unconventional Oil and Gas Development, Elsevier, Pages 13-32.
- Mason, C.F. & Muehlenbachs, L.A. & Olmstead, S.M., 2014. “The economics of shale gas development”. *Annu. Rev. Resour. Econ.* 7 (1), 100814-125023.
- Ministerio de Energía y Minería, 2017, “Escenarios Energéticos 2030”. Disponible en: <http://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7755>
- Pereira, P., J. Adams, L. Converso, A. Gimenez, A. Borgo y T. Castagnino, 2014. Reimaginando Argentina. Una mirada no convencional hacia el 2035. Accenture.
- Plumer, B., 2013. “Here’s How the Shale Gas Boom Is Saving Americans Money”. Wonkblog, Washington Post.
- Robinson S., A. Cattaneo, A. y M El-Said, 2001. “Updating and Estimating a Social Accounting Matrix Using Cross Entropy Methods,” *Economic System Research* 13 (1): 47-64.
- Romero, C., L. Mastronardi, J. Vila Martínez, 2018. “Desarrollo de Vaca Muerta. Impacto económico agregado y sectorial,” Documento de Trabajo 6, Ministerio de Producción y Ministerio de Energía y Minería, junio.
- Romero, C., 2009. “Calibración de modelos de equilibrio general computado: métodos y práctica usual”. Buenos Aires. Disponible en: [http://mpira.ub.unimuenchen.de/17767/1/Romero\\_2009-calibracion\\_CGE-MPRA.pdf](http://mpira.ub.unimuenchen.de/17767/1/Romero_2009-calibracion_CGE-MPRA.pdf).
- Rutherford, T., 1999. “Applied General Equilibrium Modeling with MPSGE as a GAMS Subsystem: An Overview of the Modeling Framework and Syntax”, *Computational Economics*, Vol.14, Nos. 1-2.
- Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública, 2016. Estudios Estratégicos para el Desarrollo Territorial de la Región Vaca Muerta. Ministerio de Interior, Obras Públicas y vivienda, Buenos Aires.
- Speight, J., 2013. “Shale Gas Production Processes”, Amsterdam, Elsevier.
- Tunstall, T., 2015. “Recent Economic and Community Impact of Unconventional Oil and Gas Exploration and Production on South Texas Counties in the Eagle Ford Shale Area.” *The Journal of Regional Analysis and Policy* 45:1, 82-92
- Taheripour, F. & Tyner, W. E. 2015 "Measuring the Economic and Environmental Impacts of Using Shale Oil and Gas Resources: A Computable General Equilibrium Modeling Approach." *Advances in Economics and Business* 3.11 479 - 495.
- Wang, H., T. Ma, X. Tong, Z. Liu, X. Zhang, Z. Wu, D. Li, B. Wang, Y. Xie y L. Yang, 2016. “Assessment of global unconventional oil and gas resources,” *Petroleum Exploration and Development* 43:6, 925-940.
- WoodMcKenzie, 2015. “Vaca Muerta development study. Well performance, costs, economics, and benchmarking by location”.
- WoodMcKenzie, 2017. “Vaca Muerta goes head to head with the best US shale plays”.
- World Bank (2013): Local Content in the Oil and Gas Sector: Case Studies

YPF, 2016. "Valor del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST)".  
Zendenboudi, S. y Bahadori, A., 2017. "Shale oil and gas Handbook", Elsevier.  
Zhiltsov, S. (ed.), 2017. "Shale Gas: Ecology, Politics, Economy", Springer.